

88

PRACE OSW



OSW



UPAŃSTWOWIONA LIBERALIZACJA ROSYJSKI SEKTOR ELEKTROENERGETYCZNY DZIESIĘĆ LAT PO REFORMIE

Szymon Kardaś

PRACE OSW

NUMER 80
WARSZAWA
WRZESIEŃ 2020

UPAŃSTWOWIONA LIBERALIZACJA
ROSYJSKI SEKTOR
ELEKTROENERGETYCZNY
DZIESIĘĆ LAT PO REFORMIE

Szymon Kardaś



© Copyright by Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia

REDAKCJA MERYTORYCZNA

Wojciech Stanisławski, Marek Menkiszak

REDAKCJA

Tomasz Strzelczyk

WSPÓŁPRACA

Katarzyna Kazimierska, Szymon Sztyk

MAPY

Wojciech Mańkowski

WYKRESY

Urszula Gumińska-Kurek

OPRACOWANIE GRAFICZNE

PARA-BUCH

SKŁAD

IMAGINI

ZDJĘCIE NA OKŁADCE


Liudmila Beliavskaia / Shutterstock.com



Ośrodek Studiów Wschodnich im. Marka Karpia

ul. Koszykowa 6a, 00-564 Warszawa

tel.: (+48) 22 525 80 00, info@osw.waw.pl

  www.osw.waw.pl

ISBN: 978-83-65827-55-5

Spis treści

TEZY | 5

WSTĘP | 7

I. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA SEKTORA

ELEKTROENERGETYCZNEGO ROSJI | 9

1. Rosyjski system elektroenergetyczny – główne parametry | **9**
2. Sektor elektroenergetyczny w polityce państwa | **11**
 - 2.1. Instytucje kształtujące strategię rozwoju sektora elektroenergetycznego | **12**
 - 2.2. Główni regulatorzy rynku elektroenergetycznego | **14**
 - 2.3. Główne podmioty odpowiadające za wymiar techniczny rynku elektroenergetycznego | **14**
3. Podmioty działające w segmencie produkcji energii elektrycznej | **18**

II. SEGMENT WYTWÓRCZY ROSYJSKIEGO SEKTORA

ELEKTROENERGETYCZNEGO | 22

1. Moce wytwórcze i ich struktura | **22**
2. Produkcja i zużycie energii elektrycznej | **26**
3. Inwestycje w infrastrukturę elektroenergetyczną w latach 2008–2018 | **29**
4. Problem dalszej modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej | **34**
 - 4.1. Rozbudowa mocy generacyjnych – założenia strategiczne | **34**
 - 4.2. Program modernizacji elektrowni ciepłych | **35**
5. Perspektywy rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz generacji rozproszonej w Rosji | **38**

III. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ I MOCY W ROSJI | 42

1. Uwagi wprowadzające | **42**
2. Hurtowy rynek energii elektrycznej i mocy | **45**
 - 2.1. Rynek energii elektrycznej | **45**
 - 2.2. Rynek mocy | **46**
 - 2.3. Główne problemy hurtowego rynku energii elektrycznej i mocy | **47**

3. Detaliczny rynek energii elektrycznej i mocy | **50**
 - 3.1. Zasady działania detalicznego rynku energii elektrycznej i mocy | **50**
 - 3.2. Główne problemy detalicznego rynku energii elektrycznej i mocy | **51**

IV. SEKTOR ELEKTROENERGETYCZNY W ZEWNĘTRZNEJ POLITYCE ENERGETYCZNEJ ROSJI | 54

1. Projekty realizowane za granicą | **54**
 - 1.1. Rosatom | **54**
 - 1.2. Inter RAO | **57**
 - 1.3. Grupa Gazprom, RusGidro, Łukoil | **61**
2. Eksport energii elektrycznej – kierunki i wolumeny | **63**

ZAKOŃCZENIE | 67

ANEKSY | 68

TEZY

- Chociaż rosyjski sektor elektroenergetyczny w latach 2000–2008 został formalnie poddany procesowi liberalizacji (sprywatyzowanie segmentu produkcji i handlu), to w praktyce pozostaje pod państwową kontrolą. Państwo występuje w roli głównego stratega, regulatora, a także uczestnika rynku energii elektrycznej i mocy poprzez działalność podmiotów państwowych lub kontrolowanych przez władze. W niektórych segmentach (sieci przesyłowe i dystrybucyjne) zachodzą procesy konsolidacji aktywów, stojące w sprzeczności z założeniami reform wprowadzanych w pierwszej dekadzie XXI w. Konsekwencją tego jest niski poziom konkurencji, szczególnie na rynku detalicznym energii elektrycznej, co ma również przełożenie na ceny w poszczególnych strefach cenowych.
- Państwo jest nie tylko inicjatorem, lecz także głównym inwestorem w sektorze. W ciągu ostatnich kilkunastu lat nastąpił znaczący wzrost inwestycji w rozbudowę infrastruktury elektroenergetycznej w Rosji, co było efektem głównie działań państwowych, przede wszystkim w ramach programu umów na dostawę mocy (DPM, ros. *договор о предоставлении мощности*). Zaangażowanie państwa wpływa pozytywnie na stabilność finansowania. Koszty rozbudowy infrastruktury elektroenergetycznej w kraju są jednak wyższe niż w państwach Unii Europejskiej. Poza tym obowiązujący system tworzy istotne bariery ograniczające możliwości inwestycyjne prywatnych inwestorów krajowych i zagranicznych. Dalsza modernizacja rosyjskiej infrastruktury elektroenergetycznej, która jest niezbędna, również będzie przeprowadzana w ramach państwowych programów inwestycyjnych. Potwierdza to najnowszy *Program modernizacji elektrowni ciepłych do 2031 roku*.
- W ciągu ostatnich lat rosyjski miks energetyczny nie uległ zasadniczej zmianie. W strukturze mocy wytwórczych krajowego systemu elektroenergetycznego dominują elektrownie ciepłe (węglowe i gazowe); stabilny jest udział energetyki jądrowej. Struktura ta w ciągu najbliższej dekady nie zmieni się znacząco, o czym świadczą założenia planów modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej. Należy się jedynie spodziewać wzrostu mocy generacyjnych OZE, choć nie wpłynie on znacząco na miks energetyczny.
- W ostatnich latach urealniono założenia polityki państwa w zakresie rozbudowy mocy generacyjnych. Choć regularny wzrost konsumpcji energii elektrycznej jest w Rosji stałą tendencją, to jego relatywnie wolne tempo

zaczęło rodzić wątpliwości co do sensowności utrzymywania tak wysokiego jak obecnie poziomu mocy generacyjnych, co podnosi koszty utrzymywania systemu elektroenergetycznego. Najnowsze redakcje dokumentów strategicznych przewidują jedynie nieznaczny wzrost mocy zainstalowanych w rosyjskim systemie elektroenergetycznym zarówno w perspektywie średnio-, jak i długoterminowej.

- Mimo formalnej liberalizacji rosyjskiego rynku wiele firm dystrybucyjnych funkcjonuje w holdingach z firmami sieciowymi, w tym również kontrolowanymi przez państwo. Tym samym poważnym problemem pozostaje niski stopień konkurencyjności tego rynku. Do innych wyzwań średnio- i długoterminowych należą kwestie związane z polityką taryfową, w tym tzw. subsydiowanie skrośne, wywołujące protesty większych konsumentów przemysłowych (ludność i drobni konsumenci energii elektrycznej płacą za nią mniej dzięki temu, że wyższe opłaty taryfowe ponoszą jej znaczący odbiorcy) oraz problem rosnącego zadłużenia, szczególnie po stronie odbiorców na rynku detalicznym energii elektrycznej.
- Choć władze próbują wykorzystywać sektor elektroenergetyczny do realizacji celów polityki zagranicznej, jego rzeczywiste znaczenie jest w tym zakresie mniejsze niż gazowego czy naftowego. Zewnętrzny wymiar rosyjskiej polityki w elektroenergetyce sprowadza się obecnie głównie do realizacji projektów jądrowych przez koncern Rosatom. Dzięki nim Moskwa wzmacnia swoje wpływy polityczne i gospodarcze w takich krajach jak Białoruś, Węgry, Egipt, Indie czy Iran. Aktywność pozostałych rosyjskich firm (Inter RAO, Gazprom Energoholding) jest ograniczona, bez perspektyw na zmiany w horyzoncie najbliższych lat. Również eksport rosyjskiej energii elektrycznej nie odnotowuje znaczących wzrostów, co w obliczu niekorzystnych prognoz dotyczących eksportu na rynek UE czy rynki azjatyckie wydaje się tendencją trwałą w perspektywie średnioterminowej.

WSTĘP

W 2019 r. rosyjski rząd przyjął nowy wieloletni program modernizacji elektrowni ciepłych, które stanowią główne źródło produkcji energii elektrycznej w kraju, i przystąpił do jego realizacji. Podjętej decyzji towarzyszyła debata w rosyjskiej przestrzeni publicznej, obejmująca różne aspekty funkcjonowania sektora elektroenergetycznego. W ostatnich latach pojawiło się także wiele opracowań podejmujących próbę oceny reform zainicjowanych w tej sferze jeszcze w latach dziewięćdziesiątych. Okoliczności te skłaniają do przeprowadzenia analizy funkcjonowania tego sektora, jego obecnej kondycji oraz głównych wyzwań i problemów, z jakimi musi się mierzyć. Niniejszy tekst próbuje dać odpowiedź na kilka zasadniczych pytań dotyczących aktualnej kondycji systemu elektroenergetycznego Rosji, m.in.:

- Jakie jest gospodarcze i polityczne znaczenie tego sektora dla kraju?
- Jak przedstawia się ewolucja strategii państwa w odniesieniu do zasad funkcjonowania sektora?
- Jak wygląda kondycja sektora (moce produkcyjne, wielkość produkcji, infrastruktura wewnętrzna – elektrownie i sieci przesyłowe)?
- Na ile strategia rosyjskich władz uwzględnia trendy występujące na regionalnych rynkach energetycznych, w szczególności w odniesieniu do zmian miksu energetycznego związanych z wyzwaniami klimatycznymi?
- Jak funkcjonuje rosyjski rynek energii elektrycznej i mocy oraz z jakimi wyzwaniami w tym zakresie mierzą się państwo oraz podmioty na tym rynku działające?
- Jak przedstawia się obecność Rosji i rosyjskich firm na zewnętrznych rynkach elektroenergetycznych?
- Jakie kluczowe projekty realizowane są w państwach trzecich oraz jakie jest ich znaczenie gospodarcze i polityczne?
- Jak należy oceniać perspektywy realizacji rosyjskiej strategii w sektorze elektroenergetycznym w kraju i za granicą?

Opracowanie składa się z czterech części. Pierwsza przedstawia ogólną charakterystykę rosyjskiego sektora elektroenergetycznego i jego znaczenie polityczne. Druga poświęcona jest kwestiom infrastrukturalnym i prezentuje przede wszystkim analizę potencjału mocy wytwórczych systemu elektroenergetycznego Federacji Rosyjskiej (FR) oraz perspektyw jego rozwoju w najbliższych latach. Część trzecia zawiera charakterystykę zasad funkcjonowania rosyjskiego rynku energii elektrycznej i mocy. Czwarta koncentruje się zaś na aktywności zewnętrznej rosyjskich podmiotów działających w sektorze elektroenergetycznym – zarówno na projektach realizowanych przez tamtejsze firmy za granicą, jak i kwestiach eksportu energii elektrycznej z kraju.

Przytaczane w opracowaniu dane dotyczyć będą w większości Jednolitego Systemu Energetycznego (JSE) Rosji.

I. OGÓLNA CHARAKTERYSTYKA SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO ROSJI

1. Rosyjski system elektroenergetyczny – główne parametry

System elektroenergetyczny Rosji składa się z Jednolitego Systemu Elektroenergetycznego (JSE)¹ oraz regionów izolowanych. JSE obejmuje 71 regionalnych systemów, które zostały skonsolidowane w 7 Połączonych Systemów Energetycznych²: Syberia, Ural, Środkowa Wołga, Południe, Centrum oraz Północny Zachód i Wschód. Systemy te, połączone sieciami o napięciu 220–500 kW, **pracują obecnie zasadniczo w trybie zsynchronizowanym**, z wyjątkiem systemu Wschód, który nie został jeszcze całkowicie połączony z pozostałymi. Od 9 stycznia 2019 r. w trybie zsynchronizowanym z JSE pracują podsystemy energetyczne środkowej i zachodniej części Jakucji³. Pozostałe regiony systemu Wschód, czyli Czukocki Okręg Autonomiczny, podsystemy działające w ramach obwodów kamczackiego, sachalińskiego i magadańskiego oraz regiony energetyczne norylsko-tajmyrski i nikołajewski pracują w trybie izolowanym.

Początkowo charakter izolowany miał również system energetyczny **Krymu i Sewastopola** (terytorium Ukrainy anektowanego przez Rosję w 2014 r. i od tego czasu znajdującego się pod jej okupacją), jednak dzięki budowie mostu elektroenergetycznego półwysep jest obecnie częścią JSE⁴. **Proces integracji anektowanego Krymu z systemem energetycznym FR** rozpoczął się w 2015 r. i został prawie zakończony. 2 grudnia 2015 r. oddano do użytku pierwszą linię mostu energetycznego, umożliwiającą przesył ok. 260 MW energii elektrycznej, a 13 dni później – drugi odcinek, umożliwiający łącznie z pierwszą przesył ok. 400 MW, co zwiększyło wymiar godzinowy dostaw energii elektrycznej z 12–15 do 18–20 godzin na dobę. W maju 2016 r. oddano kolejne nitki, w związku z czym obecnie elektrownie rosyjskie mogą tam przysyłać ok. 850 MW energii elektrycznej. Łącznie z miejscową infrastrukturą półwysep może produkować ok. 1300 MW energii.

¹ Ros. Единая энергетическая система.

² Ros. Объединенные энергосистемы.

³ *Единая энергосистема России увеличилась за счет присоединения двух новых энергорайонов энергосистемы Республики Саха (Якутия)*, Ministerstwo Energetyki Rosji, 9.01.2019, www.minenergo.gov.ru.

⁴ W marcu 2019 r. w obecności prezydenta Putina na Krymie oddano do użytku dwa nowe bloki dwóch elektrociepłowni: Bałakława i Tawriczeska (pierwsze bloki w każdej z nich uruchomiono w październiku 2018 r.). Łączna moc każdej z elektrociepłowni wynosi 470 MW. *Президент дал старт работе Балаклавской и Таврической ТЭС, а также подстанции «Порт» в Тамани*, Администрация Президента России, 18.03.2019, www.kremlin.ru.

Mapa 1. System elektroenergetyczny Rosji

Źródło: *Единая энергетическая система России*, Системный оператор Единой энергетической системы, 1.01.2020, www.so-ups.ru.

W sektorze elektroenergetycznym Rosji działa ponad 800 elektrowni o indywidualnej mocy generacyjnej powyżej 5 MW. Większość obiektów produkujących energię elektryczną jest ulokowana w regionach geograficznych, które w czasach istnienia ZSRR odpowiadały za produkcję przemysłową i rolniczą. Obecnie stanowi to pewne wyzwanie, gdyż rosyjska gospodarka nastawiona jest w pierwszej kolejności nie na produkcję przemysłową, lecz na eksport surowców energetycznych⁵.

2. Sektor elektroenergetyczny w polityce państwa

Elektroenergetyka w Rosji zachowuje istotne znaczenie polityczne – w pierwszej kolejności w kontekście sektorowych polityk wewnętrznych, w mniejszym wymiarze jako instrument w polityce zagranicznej.

Choć w wyniku przeprowadzonej w latach 2000–2008 reformy, której inicjatorem był Anatolij Czubajs (wicepremier rządu w czasie prezydentury Borysa Jelcyna i do 2008 r. szef państwowego holdingu elektroenergetycznego Inter RAO JES)⁶, sektor został zliberalizowany (nastąpiło rozdzielenie produkcji, przesyłu i handlu energią elektryczną), to państwo nadal występuje w roli głównego stratega, regulatora i uczestnika rosyjskiego rynku elektroenergetycznego. Zachowało także kontrolę nad przesyłem energii elektrycznej i dystrybucją ponadregionalną.

Władze federalne wskazują główne kierunki rozwoju sektora poprzez strategiczne dokumenty. Najistotniejsze znaczenie ma w tym zakresie strategia energetyczna Rosji w jej obowiązującej redakcji do 2035 r.⁷ Priorytety precyzowane są też przez tzw. *Schematy generalne budowy obiektów elektroenergetycznych do 2035 r.*⁸ oraz *Schemat i program rozwoju Jednolitego Systemu Energetycznego Rosji w latach 2019–2025*⁹. Problematyka elektroenergetyczna jest także

⁵ С. Плиско, *Взаимодействие власти и бизнеса в электроэнергетике России*, МГИМО МИД России, Москва 2015, s. 123.

⁶ Na temat uwarunkowań reformy i kondycji sektora elektroenergetycznego Rosji w latach dziewięćdziesiątych zob. E. Paszyc, *Rosyjska energetyka w przededniu reformy*, OSW, Warszawa 2002, www.osw.waw.pl.

⁷ Prace nad przyjęciem *Strategii energetycznej Rosji do 2035 r.* trwały w okresie 2014–2020. Najnowsza wersja dokumentu została zatwierdzona 9 czerwca 2020 r. *Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года*, Ministerstwo Energetyki Rosji, www.minenergo.gov.ru.

⁸ Przyjęty 9 czerwca 2017 r. z perspektywą na okres do 2035 r. *Об утверждении Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года*, Правительство России, www.government.ru.

⁹ *Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы*, zatwierdzony przez rząd Federacji Rosyjskiej 28 lutego 2019 r., Ministerstwo Energetyki Rosji, www.minenergo.gov.ru.

obecna w dokumentach dotyczących rozbudowy infrastruktury transportowej czy w Doktrynie bezpieczeństwa energetycznego¹⁰.

Państwo i podmioty kontrolowane przez Skarb Państwa są również kluczowymi uczestnikami rosyjskiego rynku elektroenergetycznego. Główne podmioty działające w sektorze wytwórczym nadzoruje państwo. Dotyczy to całości produkcji pochodzącej z elektrowni jądrowych oraz większości elektrowni gazowych, węglowych i hydroelektrowni.

Władze federalne wpływają na kondycję sektora poprzez instrumenty finansowe. Państwo występuje również w roli głównego inwestora w elektroenergetyce. Impulsem rozwojowym dla tego sektora w Rosji był przyjęty w 2007 r. program dotyczący umów na dostawy mocy, w ramach którego oddano do użytku i zmodernizowano ok. 30 GW mocy wytwórczych. Kolejnym długoterminowym przedsięwzięciem inwestycyjnym będzie *Program modernizacji elektrowni ciepłych do 2031 roku*, przyjęty w styczniu 2019 r. (szerzej zob. część II p. 4.2). Państwo odgrywa także istotną rolę w zakresie działań na rzecz likwidacji zadłużenia.

2.1. Instytucje kształtujące strategię rozwoju sektora elektroenergetycznego

Na szczeblu federalnym funkcjonuje rozbudowany aparat, który reguluje sytuację w sektorze. Kluczowym ośrodkiem decyzyjnym – nie tyle z racji uprawnień konstytucyjnych, ile ze względu na wciąż niekwestionowaną pozycję polityczną – jest **prezydent Władimir Putin**. Strategiczne decyzje dotyczące sektora, jak *Program modernizacji elektrowni ciepłych do 2031 roku*, nie mogą być podejmowane bez akceptacji prezydenta. Podobnie jak ważne inwestycje w sektorze jądrowym, które często wiążą się z próbami wzmacniania wpływów politycznych w krajach, gdzie wspomniane projekty są realizowane (szerzej zob. część IV).

Poza prezydentem ważną rolę odgrywają: **prezydencka komisja ds. sektora paliwowo-energetycznego** oraz **wicepremier ds. sektora paliwowo-energetycznego** (szczególnie gdy funkcję tę pełni osoby o silnej pozycji w rosyjskiej elicie polityczno-biznesowej, takie jak Igor Sieczin w latach 2008–2012 czy Dmitrij Kozak w okresie 2018–2020).

¹⁰ *Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации*, Ministerstwo Energetyki Rosji, www.minenergo.gov.ru.

Istotną instytucją jest również **Ministerstwo Energetyki**, mające znaczący wpływ na treść propozycji regulacji w sektorze elektroenergetycznym Rosji. Resort odpowiada za przygotowywanie projektów aktów prawnych dotyczących krajowej elektroenergetyki – zarówno ustawowych, jak i wykonawczych, kontroluje przestrzeganie prawa przez uczestników rynku oraz nadzoruje realizację programów inwestycyjnych w sektorze. W ostatnim czasie jego pole manewru stało się jednak bardziej ograniczone ze względu na rosnącą rolę Ministerstwa Finansów, które hamuje zbyt ambitne i kosztowne projekty. Przykładem jest ostateczny wymiar finansowania programu rozwoju elektrowni ciepłych w Rosji. W pierwotnym wariantcie Ministerstwo Energetyki proponowało 3,5 bln rubli; ostatecznie po sprzeciwie Ministerstwa Finansów wartość wsparcia wyniesie 1,9 bln rubli (przypadnie ono na lata 2019–2031). Rolą wspomnianych resortów, w szczególności energetyki, jest także równoważenie interesów różnych grup lobbingsowych starających się oddziaływać na kształt decyzji podejmowanych w sektorze.

Pewną rolę w procesie decyzyjnym odgrywa również **Duma Państwowa**, izba niższa parlamentu. Do 2012 r. funkcjonował w niej specjalny komitet ds. sektora elektroenergetycznego, a od 2012 r. kwestiami z nim związanymi zajmuje się jeden z wiceprzewodniczących komitetu ds. energetyki. Co prawda kluczowe rozwiązania legislacyjne poddawane są pod obrady dopiero po politycznych uzgodnieniach z Kremlm, jednak w toku prac parlamentarnych mogą być wprowadzane stosowne zmiany wpływające na ostateczny kształt regulacji prawnych.

Istotną rolę w kształtowaniu elektroenergetyki – podobnie jak innych segmentów rosyjskiej energetyki – odgrywają relacje nieformalne, w szczególności związki towarzysko-polityczne z urzędującym prezydentem. Choć w historii funkcjonowania sektora dochodziło do rywalizacji o aktywa, to obecnie sytuacja jest stabilna. Szczególnie intensywna walka o wpływy toczyła się w latach 2008–2012 oraz na początku trzeciej kadencji prezydenckiej Putina. Związane to było z ambicjami Sieczina, który w okresie sprawowania funkcji wicepremiera był główną osobą kontrolującą sytuację w tym segmencie rynku i podejmującą kluczowe decyzje kadrowe. O jego silnej pozycji świadczyły roszady personalne w spółkach sektora przeprowadzone w 2011 r.¹¹ Po odejściu z rządu i ponownym objęciu funkcji szefa Rosnefti Sieczin próbował forsować plan

¹¹ Stanowiska stracili wówczas m.in.: wiceszef zarządu Federalnej Kompanii Sieciowej Dmitrij Gwozdiew, członek zarządu FSK Aleksandr Bobrow, szef magistralnych sieci Uralu Giennadij Nikitin, wiceszef zarządu Międzyregionalnych Kompanii Sieciowych Aleksiej Sannikow, wiceszef zarządu Operatora Systemu JSE Konstantin Podlesnyj i szef Rady Rynku Dmitrij Ponomariow. Zob. [Сечин](#)

podporządkowania kluczowych firm elektroenergetycznych działających w segmencie produkcji (Inter RAO, RusGidro) czy przesyłu (Federalna Kompania Sieciowa – FSK, Międzyregionalne Kompanie Sieciowe – MRSK) kontroli państwowego holdingu Rosneftgaz, w którym był szefem rady dyrektorów. Plany te spotkały się jednak ze sprzeciwem rządu, w tym ówczesnego wice-premiera ds. sektora paliwowo-energetycznego Arkadija Dworkowicza, nie znalazły też aprobaty na Kremlu.

2.2. Główni regulatorzy rynku elektroenergetycznego

Poza Ministerstwem Energetyki istotną rolę w zakresie regulowania zasad funkcjonowania rosyjskiego rynku elektroenergetycznego odgrywa **Federalna Służba Antymonopolowa (FSA)**. Ma ona status urzędu centralnego i odpowiada za nadzór nad prawidłowością funkcjonowania sektora pod kątem krajowego prawa konkurencji. Do jej zadań należy m.in. kontrolowanie zachowań podmiotów o dominującej pozycji na rynku czy badanie procesów konsolidacyjnych w rosyjskiej gospodarce w ramach przepisów o przeciwdziałaniu nadmiernej koncentracji. FSA odpowiada także za regulowanie taryf w sektorze.

Kolejną ważną instytucją jest **Federalna Służba ds. Taryf**. Odpowiada ona za ustalanie stawek taryfowych dla firm sieciowych i dyspozytorskich.

Ostatni organ, o którym trzeba wspomnieć w tym kontekście, to **Federalna Służba ds. Nadzoru Ekologicznego, Technologicznego i Jądrowego (Rostech-nadzor)** – główna instytucja nadzorująca procesy budowy i modernizacji oraz poziom bezpieczeństwa obiektów elektroenergetycznych. Kontroluje ona także organizacje działające w segmencie dystrybucji energii elektrycznej oraz monitoruje przestrzeganie zaleceń dotyczących energooszczędności i efektywności energetycznej.

2.3. Główne podmioty odpowiadające za wymiar techniczny rynku elektroenergetycznego

Głównym podmiotem działającym w wymiarze technicznym jest **Operator Jednolitego Systemu Elektroenergetycznego**¹², całkowicie kontrolowany przez państwo i posiadający rozbudowaną strukturę obejmującą 7 połączonych

доложил Путину об увольнении топ-менеджеров энергокомпаний, использовавших «серые» схемы, 30.12.2011, www.newsru.com.

¹² Ros. Системный оператор Единой энергетической системы, www.so-ups.ru.

falii, 49 filii regionalnych oraz 16 przedstawicielstw w wybranych regionach FR. Podmiot ten realizuje zadania z zakresu zapewnienia dostępu do energii elektrycznej odbiorcom indywidualnym i przemysłowym, a także inne z obszaru elektroenergetyki. Spółka odpowiada za zarządzanie rosyjskim systemem elektroenergetycznym w czasie rzeczywistym, jego rozwój i efektywność. Jest też odpowiedzialna za prawidłowe funkcjonowanie krajowego hurtowego i detalicznego rynku energii i mocy.

Sieciami elektroenergetycznymi Rosji zarządza spółka **Rosyjskie Sieci (Rosseti)**¹³. Podmiot ten jest kontrolowany przez państwo za pośrednictwem **Federalnej Agencji ds. Zarządzania Mieniem Federacji Rosyjskiej (Rosimuszczestwo)**¹⁴, która dysponuje pakietem 88,04% akcji spółki. Rosseti zarządza prawie 2,35 mln km linii elektroenergetycznych oraz 507 tys. stacji transformatorowych. Jednym z głównych aktywów spółki jest **Federalna Kompania Sieciowa (FKS)**, która zarządza znaczącą liczbą rosyjskich sieci elektroenergetycznych. Do Rosseti należy aż 80,13% akcji FKS; 19,28% znajduje się w rękach akcjonariuszy mniejszościowych, a 0,59% jest własnością Rosimuszczestwa. Do holdingu należą również międzyregionalne sieci dystrybucyjne (MRSK).

Rozważane są propozycje dalszej konsolidacji segmentu przesyłowego. Rosseti planuje przejęcie drobnych regionalnych kompanii sieciowych (obecnie jest ich ok. 1,5 tys.), czego efektem byłoby *de facto* ustanowienie przez państwo pełnej kontroli nad przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej w Rosji. Miałyby to negatywne konsekwencje dla stanu konkurencji na rynku i stałyby w sprzeczności z założeniami reformy liberalizacyjnej wprowadzanej w sektorze elektroenergetycznym w latach 2000–2008.

¹³ Ros. Российские сети (Россети), www.rosseti.ru.

¹⁴ Ros. Федеральное агентство по управлению государственным имуществом (Росимущество), www.rosim.ru.

Mapa 2. Rosseti i jej spółki córki



Źródło: Т. Дятел, Центр на проводе. Как «Россети» замыкают на себя все электросетевое хозяйство страны, Энерговектор, 25.10.2019, www.energovektor.com.

Za organizację funkcjonowania oraz kontrolę hurtowego i detalicznego rynku energii elektrycznej odpowiada **Rada Rynku (Sowiet Rynka)**¹⁵. Podmiot działa w formie zrzeszenia przedsiębiorców, a jego członkami są zarówno sprzedawcy, jak i nabywcy energii elektrycznej oraz mocy na poziomie hurtowym, firmy organizujące funkcjonowanie infrastruktury hurtowego rynku energii elektrycznej i mocy oraz inne działające na nim instytucje. Zrzeszenie monitoruje także ceny kształtujące się na hurtowym i detalicznym rynku energii.

Za organizację transakcji handlowych odpowiada bezpośrednio **Administrator Systemu Handlowego Hurtowego Rynku Energii Elektrycznej**¹⁶. Spółka określa cenę kupna i sprzedaży energii elektrycznej i mocy na podstawie zrównoważonych cen rynku hurtowego z uwzględnieniem ograniczeń technologicznych. Z kolei **Centrum Rozliczeń Finansowych**¹⁷ jest podmiotem odpowiedzialnym za świadczenie kompleksowych usług w zakresie rozliczania transakcji między uczestnikami hurtowego rynku energii elektrycznej i mocy.

W marcu 2017 r. zaprzestano handlu energią elektryczną na Moskiewskiej Giełdzie Energetycznej¹⁸, działającej od 2008 r., bowiem z dniem 27 lutego 2017 r. Bank Centralny anulował jej licencję. Główną przyczyną był spadek zainteresowania po stronie uczestników rynku i generowanie strat. W 2015 r. na rynku instrumentów pochodnych zawarto 623 umowy na kwotę 254 mln rubli (226 mln kWh); dla porównania w 2011 r. umowy dotyczyły 51,5 mld kWh i opiewały na kwotę 42,4 mld rubli. Straty giełdy w 2015 r. wyniosły 29,5 mln rubli¹⁹.

Pewną rolę w systemie elektroenergetycznym odgrywa też państwowa spółka **Rosyjskie Koleje**, która jest właścicielem niektórych obiektów elektroenergetycznych, a także odpowiada za dostawę paliwa do części rosyjskich elektrowni.

3. Podmioty działające w segmencie produkcji energii elektrycznej

Jednym z głównych graczy na rynku produkcji energii elektrycznej jest koncern **Inter RAO JES**. Choć formalnie nie stanowi on własności państwa, to zarówno struktura udziałowa, jak i obsada personalna organów zarządzających sprawiają, że spółka w ramach swojej działalności *de facto* realizuje cele rosyjskich władz. Głównymi udziałowcami holdingu energetycznego Inter RAO JES są:

¹⁵ Ros. Ассоциация «НП Совет рынка», www.np-sr.ru/ru.

¹⁶ Ros. Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии, www.atsenergo.ru.

¹⁷ Ros. Центр финансовых расчетов, www.cfrenego.ru.

¹⁸ Ros. Московская энергетическая биржа.

¹⁹ Т. Дятел, *Энергетика потеряла торговую площадку*, Коммерсантъ, 14.03.2017, www.kommersant.ru.

państwowa spółka Rosneftgaz (27,63%), Inter RAO Kapitał (29,56%) i Federalna Kompania Sieciowa (8,57%). Funkcję szefa rady dyrektorów koncernu pełni natomiast Igor Sieczin, wspomniany już prezes największego rosyjskiego koncernu naftowego Rosneft' i jedna z kluczowych osób wpływających na decyzje polityczne i biznesowe dotyczące krajowego sektora energetycznego.

Do najważniejszych aktywów koncernu należy: 40 elektrociepłowni, 12 hydroelektrowni, 6 instalacji o małej mocy generacyjnej oraz 2 parki wiatrowe. Moc zainstalowana, jaką dysponuje w 2020 r. Inter RAO JES, wynosi ok. 31,9 GW (w 2016 r. – 31,3 GW). Holding prowadzi działalność w segmencie handlu energią elektryczną w 62 podmiotach w kraju²⁰. W 2019 r. wyprodukował w Rosji 130,2 TWh energii elektrycznej²¹.

Innym ważnym graczem jest państwowy koncern **Roseniergoatom**, będący operatorem wszystkich elektrowni jądrowych działających na terenie FR. Firma zajmuje drugie miejsce w Europie – po francuskim koncernie EDF – pod względem posiadanych mocy generacyjnych. W ramach 11 działających obecnie w Rosji elektrowni pracuje 38 bloków energetycznych: 21 z reaktorami typu WWER (w tym 3 WWER-1200, 13 WWER-1000 i 5 WWER-440 z różnymi modyfikacjami), 13 z reaktorami kanałowymi (w tym 10 z reaktorami RBMK-1000 i 3 z reaktorami EGP-6), 2 z tzw. reaktorami prędkimi, chłodzonymi ciekłym sodem (BN-600 i BN-800), oraz 2 reaktory PATES typu KLT-40S. Łączna moc zainstalowana wynosi obecnie 30,3 GW, a ilość wyprodukowanej w 2019 r. energii elektrycznej – 208,8 TWh.

Spółka jest częścią państwowej korporacji Rosatom, w której skład wchodzi obecnie ok. 360 podmiotów działających w rosyjskim sektorze nuklearnym – zarówno w segmencie cywilnej energetyki jądrowej, jak i wojskowym²².

Istotną rolę odgrywa także kontrolowany przez państwo holding **RusGidro** – kluczowy w Rosji producent energii ze źródeł odnawialnych, głównie w ramach hydroelektrowni. Udziałowcami spółki są: Skarb Państwa (61,2%), państwowy bank VTB (13,1%), spółka Avitrans (5,9%) i akcjonariusze mniejszościowi (19,8%)²³.

²⁰ *Группа «Интер РАО»*, www.interrao.ru.

²¹ *Квартальные производственные результаты за 2018 год*, www.interrao.ru.

²² Szerzej o specyfice funkcjonowania rosyjskiego sektora nuklearnego zob. M. Menkiszak, *Aktywność zagraniczna Rosji w sferze energii nuklearnej*, OSW, Warszawa 2011.

²³ *О компании*, www.rushydro.ru.

Koncern jest właścicielem ponad 70 obiektów produkujących energię elektryczną, w tym największych w Rosji hydroelektrowni. Łączna moc zainstalowana, jaką dysponuje RusGidro, wynosi 39,4 GW (2019 r.). W 2011 r. w skład grupy weszła firma ZAO Międzynarodnaja eniergetičeskaja korporacija, która jest właścicielem zespołu hydroelektrowni Siewan-Razdanskij w Armenii (o łącznej mocy zainstalowanej 561 MW rocznie).

Ważnym graczem jest również **Gazprom Energoholding**, należący w 100% do kontrolowanego przez państwo koncernu gazowego Gazprom. Moce zainstalowane holdingu wynoszą 39 GW (stan na 31 grudnia 2019 r.). Firma jest właścicielem ok. 80 elektrowni i odpowiada za produkcję ok. 146,5 TWh energii elektrycznej w Rosji (dane za 2019 r.). W 2019 r. Grupa Gazprom uzyskała 14% udziałów w krajowym rynku produkcji energii elektrycznej. Grupa jest także liderem w zakresie produkcji energii cieplnej w Rosji²⁴. W mediach branżowych pojawiały się w ostatnich latach spekulacje dotyczące możliwej fuzji Gazprom Energoholdingu z Grupą T Plus; gdyby do niej doszło, to koncern energetyczny należący do Grupy Gazprom stałby się największym producentem energii elektrycznej w FR²⁵.

Innymi liczącymi się graczami są: **PAO Kwadra** (właściciel 20 elektrowni o łącznej mocy zainstalowanej ok. 2,9 GW), **AO EuroSibEnerg** (moc zainstalowana – 19,7 GW, produkcja energii elektrycznej w 2019 r. – 77,8 TWh) oraz **Syberyjska Kompania Wytwórcza**²⁶ (moc zainstalowana – 10,9 GW, produkcja energii elektrycznej w 2019 r. – 45,3 TWh).

Spośród podmiotów **zagranicznych** kluczowe znaczenie mają: AO Uniper (do czerwca 2016 r. E.ON Rossija), Enel Rossija oraz PAO Fortum.

AO Uniper, firma kontrolowana przez niemiecki koncern E.ON, jest największym zagranicznym inwestorem w rosyjskim sektorze elektroenergetycznym (ok. 224 mld rubli w 2015 r.). Jej ogólna moc zainstalowana wynosi 11,2 GW, a produkcja energii elektrycznej w 2019 r. – 46,4 TWh²⁷. **Enel Rossija**, podmiot należący do włoskiego koncernu Enel, obecny na rynku rosyjskim od 2004 r., jest właścicielem czterech elektrowni o łącznej mocy zainstalowanej 9,4 GW; w 2019 r. wyprodukował 34,2 TWh energii elektrycznej²⁸. Z kolei

²⁴ *Годовой отчет за 2018 год*, www.gazprom.ru.

²⁵ Dotąd Federalna Służba Antymonopolowa blokowała tę fuzję dwukrotnie – w 2011 i 2015 r. – motywując swoje stanowisko względami ochrony konkurencji.

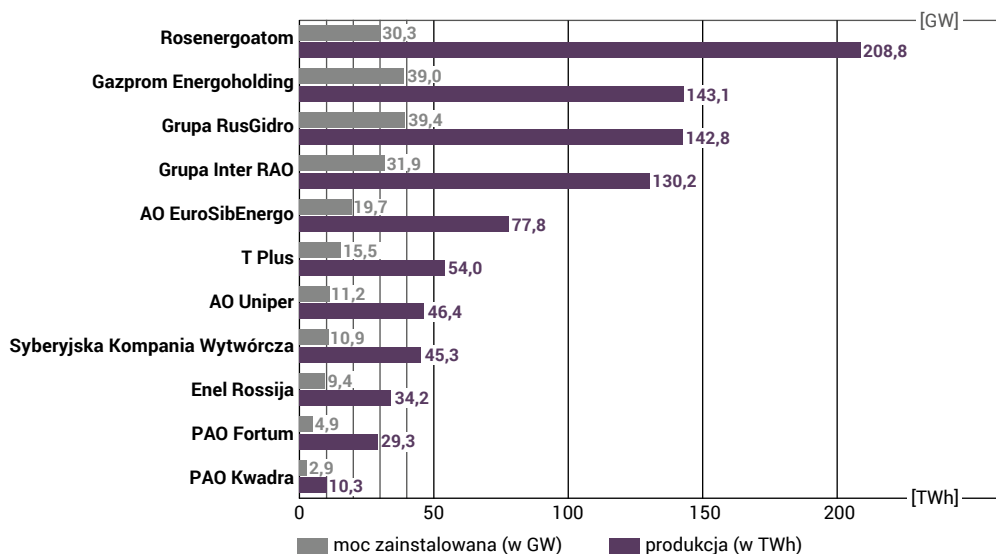
²⁶ Ros. Сибирская генерирующая компания, www.sibgenco.ru.

²⁷ *О компании*, www.unipro.energy.

²⁸ *Энел Россия*, www.enelrussia.ru.

do **PAO Fortum** (rosyjska spółka córka fińskiego koncernu Fortum) należy osiem elektrowni, położonych głównie na Uralu i w Syberii Zachodniej, o łącznej mocy zainstalowanej 4,9 GW; w 2019 r. spółka wyprodukowała 29,3 TWh energii elektrycznej.

Wykres 1. Najwięksi producenci energii elektrycznej w Rosji w 2019 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych publikowanych przez Ministerstwo Energetyki FR oraz działających w Rosji producentów energii elektrycznej.

II. SEGMENT WYTWÓRCZY ROSYJSKIEGO SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO

1. Moce wytwórcze i ich struktura

Rosja zajmuje czwarte miejsce na świecie pod względem wielkości mocy wytwórczych. Potencjał ten jest jednak w wymiarze wartości bezwzględnych ponad sześciokrotnie niższy od chińskiego (ok. 1400 GW) i czterokrotnie od amerykańskiego (ok. 1074 GW).

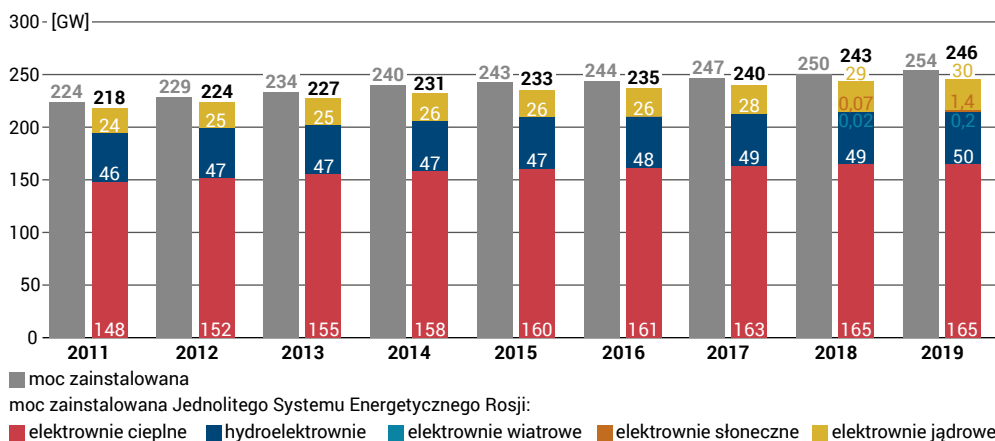
W ostatnich latach w Rosji nastąpił **wzrost mocy zainstalowanej** (suma mocy czynnych wszystkich generatorów w elektrowniach) z 223,6 GW w 2011 r. do 254 GW w 2019 r. Z kolei moc osiągalna oscyluje między 150 a 160 GW. Pułapy te są zgodne z założeniami przyjętymi w *Strategii energetycznej Rosji do 2030 roku*. Według dokumentu moce zainstalowane miały wzrosnąć w okresie 2008–2030 dwukrotnie. W latach 2013–2015 miały obejmować ok. 239–267 GW, w okresie 2020–2022 – ok. 275–315 GW, a w 2030 r. – ok. 355–445 GW. W 2015 r. łączny poziom mocy zainstalowanych wynosił 243,2 GW.

Nie uległa natomiast zmianie struktura mocy zainstalowanych. Nadal największy udział mają w niej elektrownie ciepłe – 67–68%; hydroelektrownie zapewniają 20% mocy, a elektrownie jądrowe – 11–12%. W latach 2016–2018 w bilansie pojawiły się moce wytwórcze elektrowni wiatrowych i słonecznych, ale ich udział w ogólnej mocy zainstalowanej jest marginalny – w 2019 r. było to odpowiednio ok. 0,1% i ok. 0,5%. Szczegóły przedstawiono na wykresach 2 i 3.

Moc zainstalowana rosyjskich **elektrowni ciepłych** wynosi obecnie ok. 164,6 GW. Wśród nich dominują te opalane gazem (72,6%). Elektrownie ciepłe węglowe, zasilane węglem pochodzącym zarówno ze złóż rosyjskich, jak i z Kazachstanu, stanowią ok. 25,6%²⁹; 1,7% przypada na paliwa naftowe (mazut, olej napędowy), a ok. 0,1% na inne paliwa (przede wszystkim torf). Gaz stanowi główne paliwo elektrowni ciepłych w Centralnym, Nadwołżańskim i Uralskim Okręgu Federalnym, a węgiel – tych w Syberyjskim, Daleko-wschodnim i Uralskim Okręgu Federalnym. Paliwa naftowe wykorzystywane są w elektrowniach ciepłych Nadwołżańskiego, Południowego i Północno-Zachodniego Okręgu Federalnego.

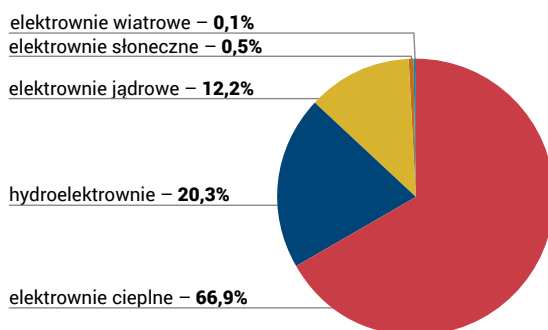
²⁹ Tym samym nie sprawdziły się prognozy formułowane w rosyjskim Ministerstwie Energetyki w 2007 r., że do 2020 r. udział elektrowni gazowych spadnie do 56%, a węglowych wzrośnie do 40%. Pierwotne plany oparte były na założeniu znaczącego wzrostu eksportu gazu oraz wyrównania cen tego surowca na rynku wewnętrznym i w eksporcie, od czego odstąpiono w 2013 r.

Wykres 2. Moc zainstalowana w Rosji



Źródła: *Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2012-2017 году. Задачи на среднесрочную перспективу*, Министерство Энергетики FR, 6.04.2018, www.min-energo.gov.ru; *Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году*, Системный оператор Единой энергетической системы, www.so-ups.ru; *Энергетическая стратегия России на период до 2030 года*, за: Консорциум «Кодекс», www.docs.cntd.ru.

Wykres 3. Struktura mocy zainstalowanych w ramach JSE w 2019 r.



Źródło: opracowanie własne na podstawie *Отчет о функционировании ЕЭС России в 2019 году*, *op. cit.*

Dostawy węgla do elektrowni ciepłych wynoszą od 110 do 120 mln ton rocznie. W przypadku **elektrowni ciepłych gazowych** wolumeny oscylują wokół 160–168 mld m³ gazu rocznie, a paliwa naftowego – od 1 do 3,3 mln ton. Blisko połowa dostaw gazu kierowanego do elektrowni ciepłych przypada na Gazprom. Realizowane są one według cen regulowanych przez państwo. Najwyższe dotyczą dostaw do Północnokaukaskiego Okręgu Federalnego; najniższe – do Syberyjskiego Okręgu Federalnego.

Warto zaznaczyć, że elektrownie ciepłe węglowe działające w europejskiej części Rosji i na Uralu są mniej konkurencyjne w stosunku do elektrowni gazowych.

W przypadku Dalekiego Wschodu, gdzie węgiel zasila 55,9% działających elektrowni ciepłych, jest on bardziej konkurencyjny tylko dzięki decyzjom politycznym hamującym działania na rzecz gazyfikacji regionu (głównie w Kraju Nadmorskim) oraz nakazującym koncernowi RusGidro budowę nowych mocy w oparciu o węgiel (głównie na wyspie Sachalin). Niemałe znaczenie ma też wzrost cen węgla – o 12% na Dalekim Wschodzie, o 25% w skali całej Rosji. Do 2018 r. znacząco podnosiły się też ceny węgla w eksporcie – do 103 dolarów za tonę w 2018 r.³⁰

O ile na świecie węgiel ze względu na konkurencyjność cenową zapewnia średnio 41% produkcji energii elektrycznej w elektrowniach ciepłych, o tyle w Rosji stały się konkurencyjne dopiero wówczas, gdyby obecne ceny spadły dwukrotnie. Stąd sytuacja taka ma miejsce jedynie na Syberii (udział w bilansie na poziomie 85,6%). Koszty budowy mocy generacyjnych elektrowni ciepłych opartych na gazie są też niższe niż węglowych. Według szacunków Stowarzyszenia Konsumentów Energii budowa węglowego bloku energetycznego o mocy ponad 225 MW kosztuje ok. 49,2 tys. rubli za 1 kWh; blok gazowy o mocy ponad 250 MW jest prawie dwukrotnie tańszy – 1 kWh oznacza wydatek niecałych 28,7 tys. rubli.

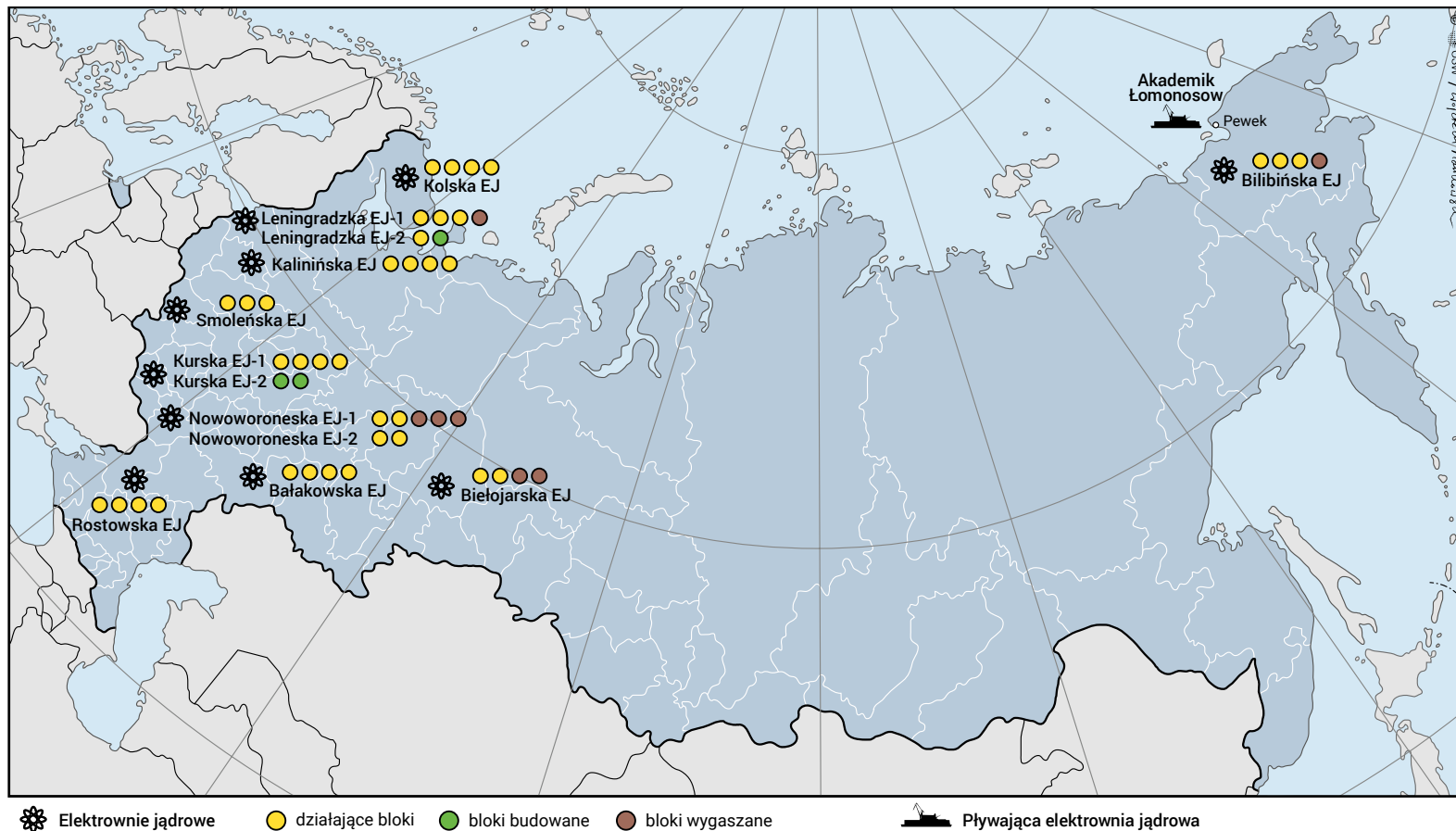
Moce zainstalowane **elektrowni jądrowych** wynoszą obecnie ok. 30,3 GW, co stanowi 12,3% mocy zainstalowanych wszystkich elektrowni w kraju. Rosja nadal intensywnie rozwija nowe technologie w energetyce jądrowej. W 2016 r. oddano tam pierwszy blok jądrowy z reaktorem WWER-1200 (tzw. reaktorem trzeciej generacji) w ramach elektrowni jądrowej Nowoworoneska-2. Ten najnowocześniejszy typ reaktora jest przez państwo wykorzystywany przy budowie elektrowni jądrowych w Bangladeszu, Białorusi i Turcji, stanowi też element planów projektów na Węgrzech czy w Finlandii³¹ (szerzej zob. część IV). Aktualnie w Rosji buduje się trzy bloki jądrowe: dwa bloki elektrowni Kurska-2 (reaktor WWER-TOI), jeden blok elektrowni Leningradzka-2 (reaktor WWER-1200). W grudniu 2019 r. oddano zaś do użytku pierwszą pływającą elektrownię jądrową³².

³⁰ *Мировые цены на уголь в I кв. 2019 г. упали на 20 долларов и ниже*, 17.04.2019, www.yktimes.ru.

³¹ *Новое слово в атомной энергетике*, Коммерсантъ, 22.12.2016, www.kommersant.ru.

³² Realizowana od 2008 r. inwestycja obejmuje infrastrukturę nabrzeżną oraz pływający blok jądrowy Akademik Łomonosow. Jednostka pływająca dostarcza energię elektryczną odbiorcom na Czukotce. E. Вашина, *В России заработала первая в мире плавучая атомная станция*, Ведомости, 19.12.2019, www.vedomosti.ru.

Mapa 3. Elektrownie jądrowe w Rosji



Źródło: Действующие АЭС, Росатом, www.rosatom.ru.

Łączne moce zainstalowane **hydroelektrowni** (zarówno przepływowych, jak i szczytowo-pompowych) wynoszą obecnie ok. 49,8 GW, co stanowi 20,2% mocy zainstalowanych wszystkich elektrowni w kraju. Wzrost znaczenia energii elektrycznej produkowanej z hydroelektrowni to przede wszystkim konsekwencja podniesienia poziomu zapasów wody w zbiornikach znajdujących się przy rzekach płynących w europejskiej części Rosji.

Znaczenie energii elektrycznej pozyskiwanej z **odnawialnych źródeł energii (OZE)** jest obecnie marginalne, choć w ostatnich latach moce wytwórcze OZE systematycznie rosną. W 2014 r. oddano do użytku zaledwie 5,3 MW mocy wytwórczych OZE, w 2017 r. elektrownie wiatrowe i słoneczne o łącznej mocy 140,3 MW, a w 2018 r. – o łącznej mocy 376 MW³³; łączna moc zainstalowana obu typów elektrowni – wraz z tymi znajdującymi się na okupowanym Krymie – przekracza nieznacznie 1 GW, co stanowi realizację zaledwie 56,4% planów na lata 2015–2019³⁴.

2. Produkcja i zużycie energii elektrycznej

W 2018 r. Rosja zajmowała czwarte miejsce na świecie pod względem ilości produkowanej rocznie energii elektrycznej (4,2% udziału w produkcji globalnej) – za Chinami, USA i Indiami, a przed Japonią.

Największy udział w produkcji energii elektrycznej w FR mają dwa regionalne systemy energetyczne – Centrum i Ural (łącznie zapewniają 48,2% krajowej produkcji). Jeśli chodzi o źródła generacji, to największy udział mają elektrownie ciepłe (ok. 64–66%), zdecydowanie mniejszy – hydroelektrownie (16,5–17,5%) oraz elektrownie jądrowe (17,2–18,3%)³⁵, a całkowicie marginalny – OZE³⁶, choć ich udział wzrósł w ostatnich latach. Szczegółowe zestawienie zawiera wykres 4.

Najwyższe wykorzystanie mocy zainstalowanych występuje w przypadku elektrowni jądrowych – w okresie 2009–2019 oscylowało ono na poziomie ok. 80%. Dużo niższy pułap dotyczy elektrowni ciepłych i hydroelektrowni – w tych pierwszych kształtował się w przedziale 45–53%, a w tych drugich – 38–44%.

³³ *Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2018 году*, Ministerstwo Energetyki Rosji, www.minenergo.gov.ru.

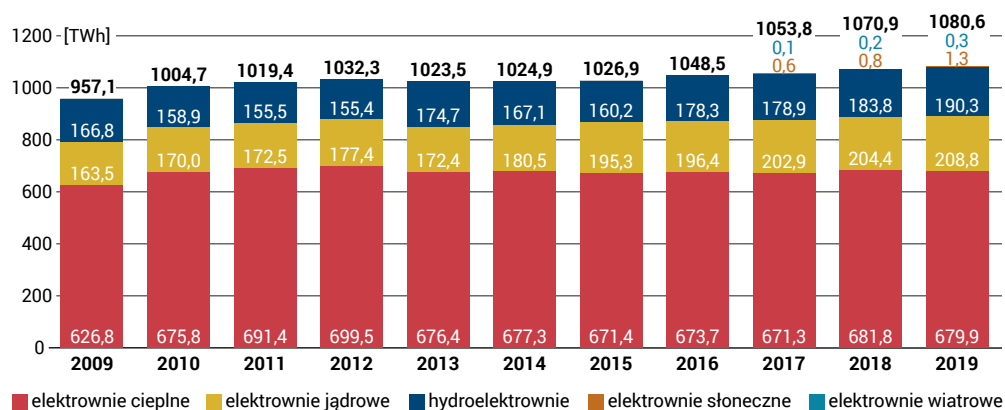
³⁴ П. Смертина, *Зеленая энергетика задерживается*, Коммерсантъ, 19.02.2020, www.kommersant.ru.

³⁵ *Отчет о функционировании электроэнергетики за 2016 год*, Moskwa, marzec 2017, s. 19.

³⁶ Do tej kategorii nie jest wliczana energia elektryczna produkowana przez hydroelektrownie.

Ten wskaźnik jest najniższy dla elektrowni wiatrowych i słonecznych – w 2019 r. wynosił odpowiednio 19,9% i 14,1%, choć tendencja ma charakter wzrostowy.

Wykres 4. Produkcja energii elektrycznej w Rosji w ramach JSE wg źródeł generacji



Źródło: Отчеты о функционировании ЕЭС России (za lata 2009–2019), Системный оператор Единой энергетической системы, www.so-ups.ru.

Co prawda w Strategii energetycznej Rosji do 2030 roku zakładano systematyczną redukcję udziału gazu i wzrost znaczenia węgla w produkcji energii elektrycznej, ale wyższa konkurencyjność elektrowni gazowych oraz względy ekologiczne przesądziły o utrzymaniu struktury generacji.

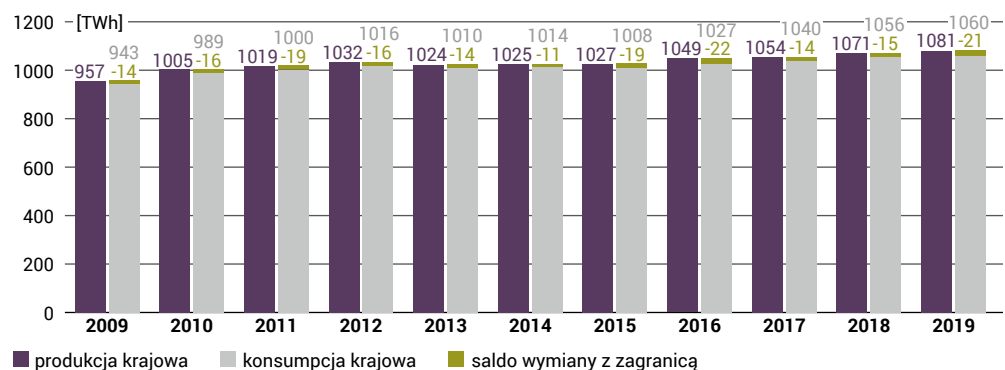
W dokumencie zakładano, że udział gazu, kształtujący się w 2008 r. na poziomie 70,3%, utrzyma się na zbliżonym poziomie w okresie 2013–2015 (ok. 70–71%) i spadnie do 65–66% w latach 2020–2022 i 60–62% w roku 2030. Z kolei udział węgla miał utrzymać się na poziomie 26% (dane z 2008 r.) do lat 2013–2015, a następnie wzrosnąć do 29–30% w latach 2020–2022 i 34–36% w 2030 r.³⁷ Zawartą w strategii prognozę udziału poszczególnych rodzajów surowców w produkcji energii elektrycznej przez elektrownie ciepłe zawiera Aneks 2.

Zgodnie z przewidywaniami rosyjskich władz w okresie 2000–2019 nastąpił wzrost konsumpcji energii elektrycznej; jego tempo również okazało się zbliżone do zakładanego. W *Strategii energetycznej Rosji do 2030 roku* przyjęto, że w latach 2013–2015 konsumpcja energii elektrycznej w kraju będzie się kształtować na poziomie 1041–1218 TWh, tymczasem w rzeczywistości wyniosła ona odpowiednio 1037,5 TWh, 1040,4 TWh i 1036,4 TWh.

³⁷ Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, за: Консорциум «Кодекс», www.docs.cntd.ru.

Wzrost zużycia energii elektrycznej odnotowany w latach 2015–2019 miał związek z przyłączeniem Krymu i miasta Sewastopol do JSE. Był też konsekwencją zwiększonego zapotrzebowania na energię w przemyśle metalurgicznym, na kolei i przy eksploatacji gazociągów, a także przyłączenia zachodniego i centralnego regionu energetycznego Jakucji do JSE Wschód. Szczegółowe zestawienie dotyczące bilansu energii w ramach JSE zawiera wykres 5.

Wykres 5. Bilans energii w ramach JSE (w TWh rocznie)



Źródło: *Отчеты о функционировании ЕЭС России* (za lata 2009–2019), op. cit.

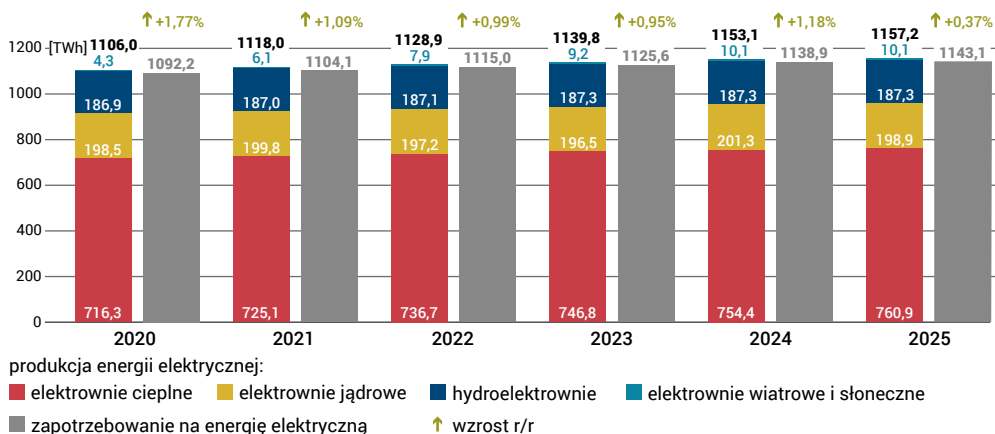
Rosyjskie władze nie zakładają znaczącego wzrostu produkcji i konsumpcji energii elektrycznej w kraju w perspektywie średnioterminowej.

Szacuje się, że relatywnie duży wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną nastąpi w okresie 2019–2020. Będzie to związane głównie z sytuacją w JSE Syberia i uruchomieniem Tajszeckiego Zakładu Aluminiowego oraz zwiększeniem produkcji aluminium w Boguczzańskim Zakładzie Aluminiowym. Według prognoz Ministerstwa Energetyki struktura geograficzna zapotrzebowania na energię elektryczną w ramach JSE nie ulegnie zasadniczej zmianie; liderami wciąż będą trzy regionalne systemy JSE: Centrum, Ural i Syberia³⁸.

W horyzoncie średnioterminowym (do 2025 r.) nie zmieni się również znacząco struktura produkcji energii elektrycznej według źródeł generacji. Pozycję lidera zachowają elektrownie ciepłe, a kolejne miejsca zajmą elektrownie jądrowe i hydroelektrownie. OZE wciąż będą miały niewielki udział w produkcji prądu, choć ilość generowanej z nich energii ma wzrosnąć z 2,9 TWh w 2019 r. do 8,2 TWh w 2024 r. Szczegółowe dane zawiera wykres 6.

³⁸ Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174 «Об Утверждении Схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы», Министерство Энергетики Росji, www.minenergo.gov.ru, s. 32–33.

Wykres 6. Prognoza produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2020–2025



Źródło: Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174, op. cit.

Znaczącym modyfikacjom uległo natomiast podejście do formułowania prognoz długoterminowych zamieszczanych w strategiach energetycznych Rosji. O ile w obowiązującym aktualnie dokumencie prognozowano, że produkcja energii elektrycznej w ramach elektrowni jądrowych w 2030 r. będzie się kształtować na poziomie 356–437 TWh rocznie, o tyle w *Strategii energetycznej Rosji do 2035 roku* nie zamieszczono danych na ten temat.

3. Inwestycje w infrastrukturę elektroenergetyczną w latach 2008–2018

Państwo jest obecnie głównym inwestorem w rosyjskiej elektroenergetyce. Po okresie zastoju w latach dziewięćdziesiątych inwestycje w sektorze zaczęły rosnać na początku XXI w. W latach 2002–2012 oddano do użytku ok. 19,9 GW mocy wytwórczych, których łączny koszt wyniósł ok. 565 mld rubli.

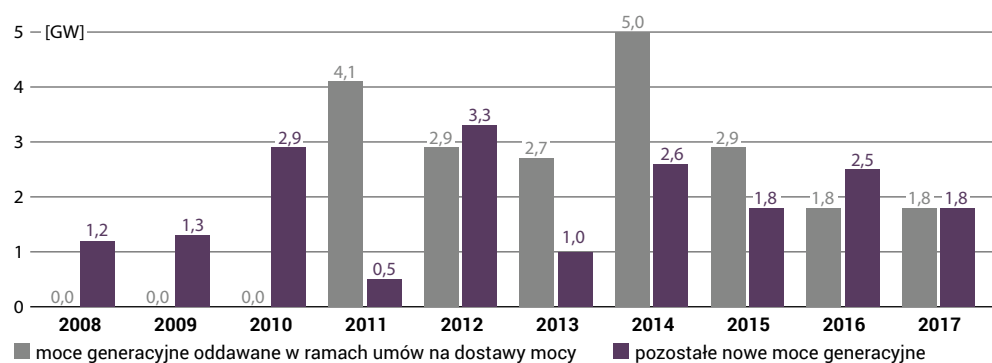
Wielkość inwestycji w rosyjski sektor elektroenergetyczny zaczęła spadać dopiero po 2014 r., głównie za sprawą zmniejszania środków na tworzenie nowych mocy wytwórczych. W 2014 r. przeznaczono na ten cel 535 mld rubli, w 2016 r. już tylko 359 mld rubli, a w 2017 r. niecałe 314 mld rubli. Znamienne, że nie pojawiły się dotąd dane za 2018 r.³⁹ Poza tym rzeczywista skala inwestycji w sektorze była w ostatnich latach niższa od założeń budżetowych.

³⁹ Dane za: *ТЭК России – 2018*, Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, www.ac.gov.ru.

Przykładowo według pierwotnych planów w 2015 r. zakładano inwestycje na kwotę 778,8 mld rubli, a ostatecznie wyniosły one 646,6 mld rubli, czyli o 17% mniej. Szczegółowe dane zawiera tabela 1.

Największy udział w inwestycjach w sektorze miał tradycyjnie segment wytwórczy, choć po 2014 r. nastąpił zauważalny spadek w tym zakresie. Większość mocy generacyjnych oddawanych do użytku w ostatnich latach przypadała na inwestycje realizowane w ramach umów na dostawę mocy (szerzej zob. część III), co ilustruje wykres 7. W ramach tego mechanizmu w okresie 2011–2017 oddano łącznie do użytku 21,2 GW mocy zainstalowanych, a poza nim – 13,5 GW. Jednocześnie poprawia się dyscyplina dotycząca wywiązywania się przez firmy z zaciągniętych zobowiązań, co skutkuje systematycznym zmniejszaniem się łącznej sumy kar za niedostarczone moce wytwórcze. W 2011 r. łączna wielkość mocy obłożonej karami z tego powodu oscylowała wokół 14,5 GW, a w 2015 r. – już tylko 6,5 GW.

Wykres 7. Moce generacyjne oddawane do użytku w latach 2008–2017



Źródło: ТЭК России в 2017 году, Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, www.ac.gov.ru.

Mimo że w umowach na dostawę mocy przewidziane są kary za nieterminowe wywiązywanie się przez dostawców z podjętych zobowiązań, zdarzały się opóźnienia w realizacji zakontraktowanych jednostek. Przekroczono terminy oddania do użytku budowanych przez RusGidro od 2012 r. czterech hydroelektrowni na Dalekim Wschodzie: elektrociepłowni w Sowieckiej Gawani, sachalińskiej hydroelektrowni GRES-2, pierwszej części jakuckiej hydroelektrowni GRES-2 i drugiej linii elektrociepłowni błagowieszceńskiej. Według planów dwie ostatnie z wymienionych elektrowni miały być oddane do użytku w 2015 r., a sachalińska i w Sowieckiej Gawani – w 2016 r. Ostatecznie błagowieszceńska została uruchomiona w 2016, jakucka w 2017, a sachalińska w 2019 r.

Tabela 1. Inwestycje w sektorze elektroenergetycznym w latach 2010–2018 (w mld rubli)

	Segment inwestycji	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Centrum Analityczne rządu FR	Moce wytwórcze	346	382	406	466	535,3	417,1	359,5	313,8	b.d.
	Sieci przesyłowe	186	266	282	298					
	Dystrybucja i handel	73	102	144	102	371,7	297,9	299,5	321,2	b.d.
	Łącznie	605	750	832	866	864	678	659	635	b.d.
Ministerstwo Energetyki Rosji	Suma inwestycji w moce wytwórcze i sieci przesyłowe	b.d.	893,4	853,9	867	807,7	646,6	601,4	528,4	b.d.
AKRA	Moce wytwórcze	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	414	372	345	342
	Sieci przesyłowe	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	290	272	307	306
	Łącznie	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	704	644	652	648

Źródła: ТЭК России – 2017, Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации, www.ac.gov.ru; *Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2012–2017 году. Задачи на среднесрочную перспективу*, Министерство Энергетики Росжи, www.minenergo.gov.ru; dane agencji AKRA.

Elektrownia w Sowieckiej Gawani znacznie działać w 2020 r.⁴⁰ Głównymi przyczynami tych przesunięć są problemy z podwykonawcami i niepewne prognozy dotyczące rynków zbytu na energię ciepłą.

Większe zaangażowanie finansowe ze strony państwa w modernizację infrastruktury elektroenergetycznej, szczególnie w ramach programu umów na dostawę mocy, przynosi pozytywne efekty. **W ostatnich latach spadła liczba awarii w obiektach systemu elektroenergetycznego.** W przypadku obiektów odpowiadających za produkcję energii liczba awarii spadła z ponad 4,4 tys. w 2013 r. do 3,1 tys. w 2019 r., a w odniesieniu do sieci elektroenergetycznych – z blisko 20 tys. w 2013 r. do niecałych 13,5 tys. w 2019 r.⁴¹ Należy jednak zaznaczyć, że w niektórych regionach (Dagestan, centralna część Jakucji, niektóre obszary obwodu irkuckiego) prace modernizacyjne przeprowadzane na takich obiektach odbiegają od przyjętych grafików, a tym samym utrzymuje się znaczące ryzyko dalszego obniżania efektywności działania niektórych regionalnych systemów elektroenergetycznych.

Kolejny pozytywny skutek to zmniejszanie strat energii elektrycznej w sieci. Wskaźnik ten wzrósł z 8,7% w 1990 r. do 11,97% w 2012 r. (na 1% przypada ok. 10 TWh), ale od tego czasu systematycznie spada i w 2018 r. wyniósł już 9,7%⁴². Tym samym Rosja zbliża się do krajów rozwiniętych, gdzie poziom ten wynosi 5–9%. Zmniejszające się straty energii elektrycznej w systemie są z kolei efektem modernizacji sieci elektroenergetycznych. Krajowe sieci obejmują łącznie ponad 10,7 tys. linii przesyłowych – zarówno magistralnych linii wysokiego napięcia (powyżej 110 kV), jak i linii niższych napięć (poniżej 110 kV). W 2015 r. oddano do użytku 26 802 km linii elektroenergetycznych (118,8% planu), z czego 87,9% przypadło na PAO Rossieti; uruchomienie mocy transformatorów oscyloowało zaś wokół 10,4 tys. megawoltamperów – MVA (104% planu), z czego 81,6% wybudowały PAO Federalna Kompania Sieciowa i PAO Rossieti⁴³. Z kolei w 2016 r. oddano 27,2 tys. km sieci elektroenergetycznych (114% planu) oraz 15,8 tys. MVA mocy transformatorów (78% planu)⁴⁴. W latach 2018–2024 planuje się oddanie do użytku ponad 11,5 tys. km linii przesyłowych o napięciu 220 kV i wyższym oraz 67,9 tys. MVA mocy transformatorów⁴⁵.

⁴⁰ *Остров перешел на новую мощность*, Российская газета, 25.11.2019, www.rg.ru.

⁴¹ *Информация об аварийности в электросетях и генерации*, Ministerstwo Energetyki Rosji, www.minenergo.gov.ru.

⁴² *Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2018 году*, *op. cit.*

⁴³ *Развитие электроэнергетики в России по итогам 2015 года*, *op. cit.*

⁴⁴ *Основные характеристики российской электроэнергетики*, Ministerstwo Energetyki Rosji, www.minenergo.gov.ru.

⁴⁵ *Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174*, *op. cit.*, s. 80.

Rozbudowa infrastruktury elektroenergetycznej w Rosji jest przy tym dużo bardziej kosztowna niż w Unii Europejskiej czy Stanach Zjednoczonych. Zestawiając wartość 1 kW mocy zainstalowanej w FR z analogicznymi wskaźnikami w innych krajach, można zauważyć, że rosyjskie parametry znacząco przewyższają wartości zachodnie – 3,85 tys. dolarów za 1 kW wobec 2–2,5 tys. dolarów za 1 kW za granicą – co świadczy o niskiej efektywności procesu inwestycyjnego.

Poza tym **obecna nadwyżka mocy wytwórczych podwyższa koszty ich utrzymania.** W *Schemacie generalnym rozmieszczenia obiektów elektroenergetycznych do 2020 roku* przyjęto założenie wzrostu konsumpcji energii elektrycznej na poziomie 4% rocznie, podczas gdy w rzeczywistości oscylował on w latach 2008–2018 w okolicach 1% rocznie. Niższy od zakładanego wzrost zużycia energii nie jest rekompensowany tempem wyłączenia przestarzałych mocy wytwórczych. W dokumencie zakładano wyłączenia na poziomie 50 GW, według stanu na kwiecień 2019 r. wyniósł on zaś 16,4 GW⁴⁶.

Innym problemem jest to, że **polityka państwa w sektorze generuje ograniczenia dla inwestycji prywatnych (w tym zagranicznych).** Na niekorzystny klimat inwestycyjny wpływa polityczny charakter decyzji podejmowanych przez rządzących. Dotyczy to np. zamrażania taryf w okresach przedwyborczych czy zmian warunków finansowania, np. poprzez obniżanie poziomu rekompensat dla firm budujących nowe moce wytwórcze w ramach umów na dostawę mocy. Dodatkowo na poziomie lokalnym na decyzje regulatorów regionalnych próbują wpływać miejscowe władze, które kierują się własną kalkulacją polityczną (mającą najczęściej kontekst wyborczy), a nie interesami sektora. Ważnym elementem pozostaje również kwestia tempa poprawy wydajności energetycznej rosyjskiej gospodarki. Według programu przyjętego w 2009 r. zużycie energii powinno zostać do 2020 r. obniżone o 40%. Na razie plan ten jest jednak realizowany bardzo powoli⁴⁷. Co więcej, chociaż na poziomie regionalnym opracowano programy poprawy efektywności energetycznej, to nie prowadzi się rzetelnego monitoringu postępów w ich realizacji.

Źródłem słabości branży jest także brak rynkowych mechanizmów przyciągania inwestycji. Obecnie w sektorze występuje kilka rodzajów takich mecha-

⁴⁶ Е. Восканян, *Залог обновления – чёткий порядок действий*, „Энергетика и промышленность России”, nr 9 (365), maj 2019, za: www.eprussia.ru.

⁴⁷ *Электроэнергетика России: проблемы выбора модели развития*, Аналитический доклад к XV Апрельской международной научной конференции по проблемам развития экономики и общества, Москва, 1–4 апреля 2014 г., s. 24–29, www.publications.hse.ru.

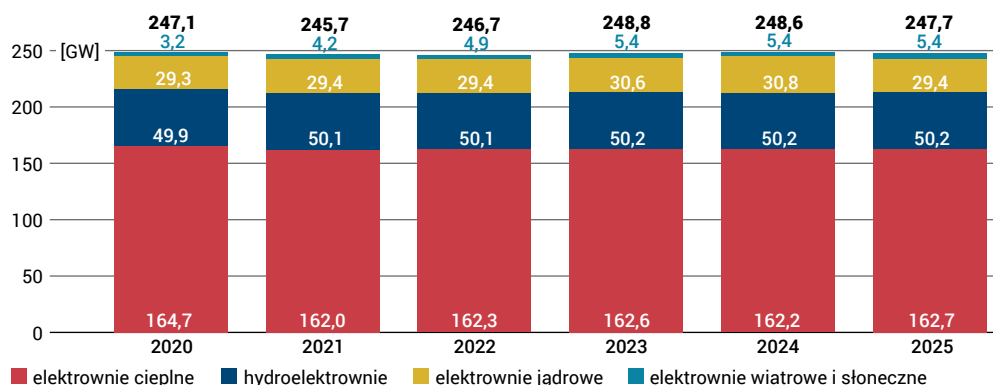
nizmów, z czego tylko jeden – system aukcyjny – jest oparty na rynkowym bilansie podaży i popytu. Pozostałe wykorzystywane przy rozbudowie infrastruktury energetycznej mają charakter nierynkowy. Należą do nich: wspomniane już umowy na dostawy mocy; rozbudowa mocy generacyjnych na podstawie umów na dostawy mocy, ale zamkniętych dla otwartych naborów; finansowanie wybranych projektów z budżetu państwa na podstawie odrębnych programów inwestycyjnych⁴⁸.

4. Problem dalszej modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej

4.1. Rozbudowa mocy generacyjnych – założenia strategiczne

Uwzględniając obecne nadwyżki mocy generacyjnych, rosyjskie władze nie planują znaczącego zwiększenia mocy zainstalowanej JSE ani w horyzoncie długoterminowym, ani średnioterminowym. Według *Schematu i programu rozwoju JSE Rosji na lata 2019–2025*, zatwierdzonego przez ministra energetyki Federacji Rosyjskiej 28 lutego 2019 r., wielkość mocy zainstalowanych ma wzrosnąć do 247,7 GW w 2025 r. Potwierdza to również najnowsza *Strategia energetyczna Rosji do 2035 roku*, z której wynika, że sumaryczna moc zainstalowana krajowych elektrowni ma kształtować się na poziomie 254 GW w 2024 r. i 251–264 GW w 2035 r.⁴⁹. Szczegółowe dane zawiera wykres 8.

Wykres 8. Prognoza wzrostu krajowych mocy zainstalowanych w latach 2020–2025



Źródło: Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174, op. cit.

⁴⁸ *Новые генерирующие мощности в ЭЭС России: анализ итогов 2018 года*, Институт Проблем Естественных Монополий, 19.02.2019, www.ipem.ru.

⁴⁹ *Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года*, op. cit.

Planowane inwestycje mogą doprowadzić jedynie do nieznacznej modyfikacji struktury mocy zainstalowanej pomiędzy rokiem 2020 a 2025: udział elektrowni jądrowych wzrośnie z 11,8% do 12,4% w 2024 r., by ponownie osiągnąć pułap 11,8% w 2025 r., elektrowni ciepłych spadnie z 66,6% do 65,7%, hydroelektrowni zasadniczo nie ulegnie zmianie, a elektrowni wiatrowych i słonecznych wzrośnie z 1,3% do 2,2%⁵⁰.

4.2. Program modernizacji elektrowni ciepłych

Chociaż w Rosji istnieje obecnie znacząca nadwyżka mocy wytwórczych, wysoki poziom wyeksploatowania sektora sprawia, że modernizacja mocy generacyjnych staje się dla niego jednym z najważniejszych wyzwań. Średni wiek eksploatacji wzrósł w okresie 1990–2012 prawie dwukrotnie – z 18,3 do 33,4 roku, co wpłynie na większą podatność na awarie i wzrost nakładów na prace remontowe. Według danych Ministerstwa Energetyki prawie 46% elektrowni działa od ponad 36, a kolejne niemal 20% – od 25 lat. Wiek mocy wytwórczych jest w Rosji wyższy (średnia wynosi ok. 34 lat) niż średnia w krajach BRICS⁵¹. Poza tym wzrost długości sieci elektroenergetycznych o napięciu 110 kV i wyższym wyniósł ok. 30%, a mocy transformatorów – 45%, co przy spadku konsumpcji energii skutkuje znaczącym podniesieniem taryf przesyłowych.

Reakcją rosyjskich władz na problem starzenia się mocy generacyjnych jest m.in. zatwierdzony przez rząd 24 stycznia 2019 r. program modernizacji elektrowni ciepłych. Dokument uzyskał wsparcie Władimira Putina 14 listopada 2017 r., a oficjalna inauguracja programu odbyła się podczas posiedzenia prezydenckiej komisji ds. TEK w Kemerowie w sierpniu 2018 r. Zastąpił on program rozbudowy mocy generacyjnych w oparciu o mechanizm umów na dostawę mocy (DPM) uruchomiony w 2010 r., w ramach którego zbudowano lub zmodernizowano ok. 30 GW mocy rosyjskich elektrowni.

Nowy program zakłada modernizację w latach 2022–2031 blisko 41 GW mocy zainstalowanych, z czego 39 GW na podstawie procedury konkursowej, a 2 GW bez konkursu (chodzi przede wszystkim o obiekty znajdujące się w obszarach bez cen⁵² oraz izolowanych). Na całe przedsięwzięcie rząd ma zamiar przeznaczyć z budżetu państwa 1,9 bln rubli⁵³. W ramach programu planowane

⁵⁰ Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174, *op. cit.*, s. 55.

⁵¹ W skład grupy wchodzi: Brazylia, Rosja, Indie, Chiny i Republika Południowej Afryki.

⁵² Zob. część II.

⁵³ Założenia w tym zakresie zmieniały się. Początkowo wartość programu oceniano na 1,35 bln rubli. W marcu 2018 r. Ministerstwo Energetyki szacowało jego koszty na 3,5 bln rubli. W tym samym czasie

jest zastosowanie mechanizmu umów na dostawy mocy z gwarantowaną stopą zwrotu 14% (wicepremier Dmitrij Kozak proponował pierwotnie 12%, ale ostatecznie na skutek lobbingu wielu firm z branży zmieniono warunki na lepsze). Inwestycja ma się zwrócić dzięki podwyższeniu opłat za energię elektryczną, jednak nie powyżej poziomu inflacji. Do listopada 2019 r. przeprowadzono dwa postępowania konkursowe na modernizację elektrowni ciepłych – w latach 2022–2024 oraz w 2025 r. Ponadto w procedurze pozakonkursowej zdecydowano o przeprowadzeniu prac modernizacyjnych w wybranych elektrowniach w okresie 2022–2024.

Przyjęty przez rząd program ma duże szanse na realizację. Uczestnicy rynku elektroenergetycznego wykazują znaczne zainteresowanie inicjatywą. Już w ramach pierwszego konkursu dotyczącego modernizacji elektrowni ciepłych w latach 2022–2024 do komisji konkursowej wpłynęło 376 wniosków w odniesieniu do 81 elektrowni o łącznej mocy zainstalowanej 26 GW, co prawie trzykrotnie przekraczało limit ustalony przez rząd⁵⁴. Z rezultatów dotychczasowych konkursów i postępowań pozakonkursowych wynika, że dofinansowanie na realizację projektów modernizacyjnych otrzymują prawie wszystkie podmioty dysponujące mocami wytwórczymi elektrowni ciepłych. Z liczących się producentów energii elektrycznej jedynie spółka córka fińskiego koncernu Fortum nie uzyskała środków na swoje projekty ani w pierwszym, ani w drugim postępowaniu⁵⁵. Co więcej, o ile w pierwszym konkursie pojawiały się wątpliwości dotyczące priorytetyzacji przydzielania dofinansowania – w ramach selekcji wybrano relatywnie mało starych elektrociepłowni i elektrowni węglowych, które najbardziej potrzebują modernizacji i wsparcia państwa – o tyle wyniki drugiego nie budzą już takich zastrzeżeń⁵⁶.

Ministerstwo Rozwoju Gospodarczego przedstawiło własny program, szacowany na 1,5 bln rubli. W sierpniu 2018 r. minister energetyki Aleksander Nowak ocenił koszt programu na 1,5 bln rubli, a w prezentacji planów inwestycyjnych do 2035 r. wskazywano na 1,8 bln rubli. Jednocześnie niektórzy uczestnicy rynku wskazują, że rzeczywiste koszty jego realizacji będą wyższe. Np. Russkaja Stal uważa, że dodatkowe obciążenia dla odbiorców przemysłowych przewyższą 4,4 bln rubli, nie wliczając spodziewanego wzrostu cen mocy oferowanej na aukcjach (KOM), który szacuje się łącznie na 1,6 bln rubli. Н. Семашко, *Энергетическое десятилетие*, Коммерсантъ, 1.10.2018, www.kommersant.ru; Минэнерго просит 3,5 трлн рублей на модернизацию энерго мощностей, Коммерсантъ, 2.03.2018, www.kommersant.ru.

⁵⁴ Заявки на первый отбор модернизации старых ТЭС почти в три раза превысили лимит, Ведомости, 19.03.2019, www.vedomosti.ru.

⁵⁵ Szerzej nt. wyników dotychczasowych konkursów zob. Т. Дятел, *Модернизация ТЭС получила широкий охват*, Коммерсантъ, 3.09.2019, www.kommersant.ru.

⁵⁶ Początkowo kryteria, według których komisja ministerialna będzie dokonywać selekcji, wywoływały spory. Przykładowo cena będzie kluczowa dla wyboru w części europejskiej i na Uralu (45%). Na Syberii, gdzie dominują elektrownie węglowe, 35% będzie stanowić kryterium ekologiczne, 20% cenowe, a innowacyjność, do której odnosi się wykorzystywanie turbin gazowych o dużej mocy (nie są one na razie produkowane w Rosji), jedynie ok. 10%. Poza tym koszt modernizacji projektów

Na odmiennych zasadach mają przebiegać prace modernizacyjne w elektrowniach ciepłych na Dalekim Wschodzie FR. Na realizację programu planuje się przeznaczyć ok. 200 mld rubli, z których skorzysta *de facto* tylko rosyjska spółka RusGidro – właścicielka zdecydowanej większości tamtejszych elektrociepłowni (pozostałe należą do TGK-2, prywatnej spółki działającej w segmencie produkcji energii elektrycznej i ciepłej).

Program modernizacji może przynieść pozytywne efekty nie tylko w postaci poprawy jakości funkcjonowania elektrowni ciepłych w Rosji, lecz także w kontekście rozwoju wewnętrznej produkcji przemysłowej.

Obecnie w kraju turbiny dla elektrowni produkują: spółka Rosyjskie Turbiny Gazowe⁵⁷ (joint venture General Electric, Inter RAO i Zjednoczonej Korporacji Produkcji Silników⁵⁸), Uralska Fabryka Turbin⁵⁹ (49% udziałów posiada firma Renova, 20% szef rady dyrektorów przedsiębiorstwa Rotek Michaił Lifszyc, 16% Jewgienij Bielów, 15% Legasi media), REP Holding (Gazprombank), spółka Maszyny Energetyczne⁶⁰ Aleksieja Mordaszowa, spółka Technologie Turbin Gazowych Siemens⁶¹ (65% udziałów należy do koncernu Siemens, 35% do spółki Maszyny Energetyczne). W branży nadal dostrzegalne jest duże uzależnienie od importu z zagranicy. Co prawda spółka Technologie Turbin Gazowych Siemens zlokalizowała 62% produkcji turbin na terytorium Rosji, ale główne agregaty są sprowadzane. W sferze zapowiedzi znajduje się plan, by cała produkcja odbywała się w kraju⁶².

Zarazem jednak brak innych (prywatnych) inwestorów sprawia, że powyższy plan nie przyczyni się do poprawy konkurencyjności rosyjskiego rynku elektroenergetycznego, a w szczególności nie wpłynie na liberalizację rynku dalekowschodniego. W kontekście modernizacji elektrowni ciepłych na Dalekim Wschodzie istnieje również zagrożenie, że jej faktyczne koszty poniosą nie tylko regionalni odbiorcy energii elektrycznej, lecz także ci ze stref cenowych

rozpatrywanych w drugim etapie jest wyższy niż tych w pierwszym i wynosi 63,5 mld rubli. Średni wskaźnik CAPEX (ang. *capital expenditures* – nakłady inwestycyjne) jest bowiem według ocen analityków pięć razy wyższy niż w przypadku projektów wybranych w etapie konkursowym (36,6 tys. rubli wobec 7,1 tys. rubli za kWh). Т. Дятел, *Нуждающихся в модернизации отберут вручную*, Коммерсантъ, 28.05.2019, www.kommersant.ru.

⁵⁷ Ros. Русские Газовые Турбины, www.rusgt.ru.

⁵⁸ Ros. Объединенная двигателестроительная корпорация. Firma wchodzi w skład państwowej korporacji Rostech. Szerzej zob. www.uecrus.com.

⁵⁹ Ros. Уральский турбинный завод, www.utz.ru.

⁶⁰ Ros. Силовые машины, www.power-m.ru.

⁶¹ Ros. Сименс Технологии Газовых Турбин, w3.siemens.ru.

⁶² E. Вавина, *Минэнерго хочет стимулировать производство и продажи новых турбин для электростанций*, Ведомости, 11.02.2019, www.vedomosti.ru.

(w ramach mechanizmu subsydiowania skrośnego/krzyżowego). Od 2017 r. ceny energii elektrycznej na Dalekim Wschodzie ustanawia się na poziomie średniorosyjskim (4,69 rubla za kWh w 2019 r.). Różnice między tą taryfą a kosztem energii są kompensowane przez odbiorców w strefach cenowych w formie specjalnej dopłaty na moc. Mechanizm ten obowiązuje do 2020 r., ale zgodnie z najnowszym programem modernizacji elektrowni ciepłych ma zostać przedłużony do 2028 r.⁶³

5. Perspektywy rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz generacji rozproszonej w Rosji

W kwestii **rozwoju OZE** kluczowym celem z punktu widzenia polityki rosyjskich władz jest nie tyle rozbudowa mocy generacyjnych, ile wsparcie krajowego rozwoju technologicznego i rodzimej produkcji (uzyskanie wskaźnika 60–70% lokalizacji produkcji w Rosji), z myślą o ewentualnym zwiększaniu potencjału eksportowego.

W zakresie prac nad elektrowniami słonecznymi udało się uruchomić i sfinalizować produkcję baterii słonecznych (cały cykl – od badań naukowych po powstanie paneli słonecznych – przeprowadził Instytut Fizyki i Techniki im. Ioffego w Petersburgu). Działania prowadzone przez krajowe podmioty w sektorze energii wiatrowej są mniej zaawansowane, chociaż projekty w tym obszarze rozwijają takie koncerny jak Rosatom czy Rosnano oraz rosyjska filia fińskiego Fortum.

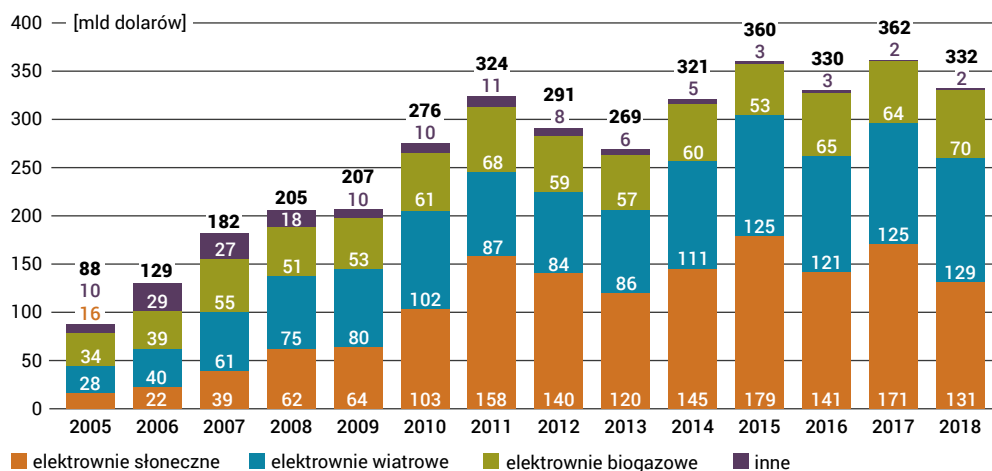
Potencjał sektora OZE w Rosji blokują trzy główne bariery. Pierwsza to brak politycznej determinacji do realizacji programu rozwoju energii ze źródeł odnawialnych. Jest to po części konsekwencją interesów i lobbingu podmiotów działających w sektorze naftowym i gazowym, które podkreślają, że energia pochodząca z tradycyjnych, starych elektrowni jest tańsza niż ta produkowana z OZE. Jednak w państwach, które mocno subsydują rozwój „zielonej” energetyki, ten stan rzeczy z czasem ulega zmianie – energia elektryczna generowana przez elektrownie wiatrowe jest obecnie trzy razy tańsza niż 20 lat temu, a ta z elektrowni słonecznych – cztery–pięć razy. Co więcej, o ile w Europie standardem jest zwrot inwestycji w OZE po 15–20 latach, o tyle w przypadku rosyjskich podmiotów ocenia się, że nakłady będą się zwracać już po kilku latach.

⁶³ E. Вашина, *Дальневосточные ТЭС модернизируют вне конкурса*, Ведомости, 26.02.2019, www.vedomosti.ru.

Drugą przyczyną zablokowania rozwoju sektora OZE w Rosji jest fakt, że władze nie przewidują znaczącego zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym. To z kolei zniechęca przedsiębiorców i oddala perspektywę poważniejszych inwestycji. Celem jest doprowadzenie do wzrostu udziału OZE w mocy zainstalowanej ogółem do ok. 6 GW w 2024 r. Według Anatolija Czubajsa, szefa państwowego koncernu Rosnano (grupa kapitałowa prowadząca działalność w sektorze nanotechnologii), do 2025 r. moce wytwórcze oparte na OZE osiągną pułap 2 GW⁶⁴. Środki przeznaczane na rozwój odnawialnych źródeł energii są jednak na razie bardzo skromne: w 2018 r. zainwestowano w nie 7 mld rubli (ok. 1,1 mld dolarów), podczas gdy globalne inwestycje wyniosły 332,1 mld dolarów. Szczegółowe zestawienie wielkości nakładów na rozwój OZE w Rosji i na świecie przedstawiono na wykresach 9 i 10.

Trzecią barierę stwarza wysoki koszt magazynowania energii produkowanej ze źródeł odnawialnych. Dopiero wówczas, gdy będzie on niższy niż cena produkcji takiej energii, zmniejszy się atrakcyjność energii elektrycznej produkowanej z tradycyjnych źródeł. Poza tym koszt rozwijania OZE winien uwzględniać również konieczność utrzymywania mocy rezerwowych. Rosnano planuje zwiększenie mocy wytwórczych OZE do 15 GW w 2030 r.

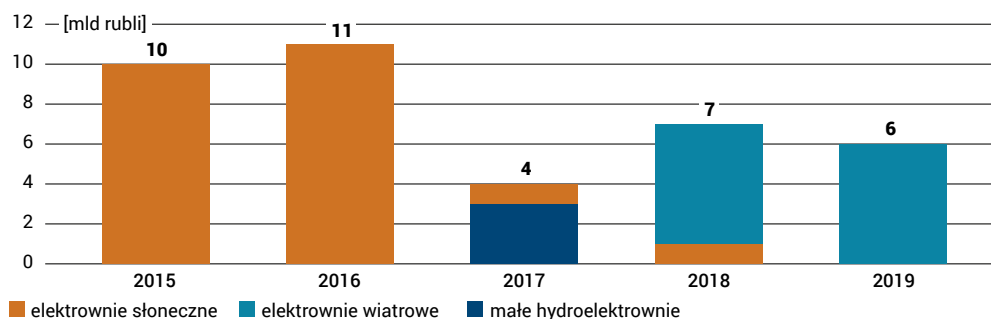
Wykres 9. Skala globalnych inwestycji w OZE w latach 2005–2018



Źródło: *Глобальные инвестиции в альтернативную энергию*, Kosatka.Media, 26.02.2019, www.kosatka.media.

⁶⁴ Н. Семашко, *Энергетическое десятилетие*, op. cit.

Wykres 10. Skala rosyjskich inwestycji w OZE w latach 2015–2019



Źródło: Анализ системных эффектов программы поддержки ВИЭ 1.0. Выбор решений по продолжению поддержки возобновляемой энергетики после 2024 года, Vygon Consulting, za: Ассоциация «НП Совет рынка», www.np-sr.ru.

Istotnym zagadnieniem są również perspektywy rozwoju **tzw. generacji rozproszonej (małe i średnie układy wytwórcze energii elektrycznej i ciepła)**. W systemach energetycznych wielu państw obserwuje się wzrost tego rodzaju mocy wytwórczych. W warunkach rosyjskich rozwój tych generacji rodzi jednak wątpliwości dotyczące rozkładu kosztów między uczestnikami rynku elektroenergetycznego. Istnieje bowiem ryzyko, że rozwijanie własnych mocy wytwórczych przez podmioty gospodarcze będzie oznaczać rezygnację z partycypacji w kosztach utrzymania obecnego systemu elektroenergetycznego. Według centrum innowacyjnego Сколково i firmy McKinsey w 2017 r. w ramach JSE znajdowało się ok. 5 GW rozproszonej generacji o mocy mniejszej niż 25 MW i nie mniej niż 10 GW o mocy powyżej 25 MW. Według Rosstatu poza JSE Rosji występuje ok. 8,5 GW elektrowni o mocy mniejszej niż 25 MW. Сколково przewiduje co prawda, że do 2035 r. wielkość generacji rozproszonej może wzrosnąć o 12–32 GW⁶⁵, ale najnowsze redakcje dokumentów strategicznych dotyczących sektora elektroenergetycznego oraz wypowiedzi przedstawicieli władz nie potwierdzają tych optymistycznych prognoz.

* * *

Powyższe ustalenia wskazują, że bilans mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym Rosji nie ulegnie zasadniczym zmianom w perspektywie najbliższych 10 lat. Zdaniem dyrektora generalnego OOO Gazprom Energoholding największy wzrost odnotuje najprawdopodobniej sektor OZE (z 0,3% do 2,6%). W bilansie dominować będzie energia

⁶⁵ Ibidem.

elektryczna wytwarzana przez elektrownie ciepłne (ok. 65–66%). Według jednego z menedżerów Inter RAO podstawą rosyjskiego sektora elektroenergetycznego do 2035 r. pozostaną elektrownie ciepłne, głównie gazowe⁶⁶. To zjawisko jest konsekwencją specyfiki sektora związanej z warunkami klimatycznymi i wysokimi kosztami utrzymania sieci elektroenergetycznych⁶⁷.

⁶⁶ Udział elektrowni ciepłych gazowych według prognoz rosyjskiego Ministerstwa Energetyki ma się utrzymać do 2024 r. na stabilnym poziomie 72% (71% w 2018 r.). Drugie pod względem znaczenia pozostaną elektrownie ciepłne węglowe (24,5% w 2018 r., 23,6% w 2024 r.).

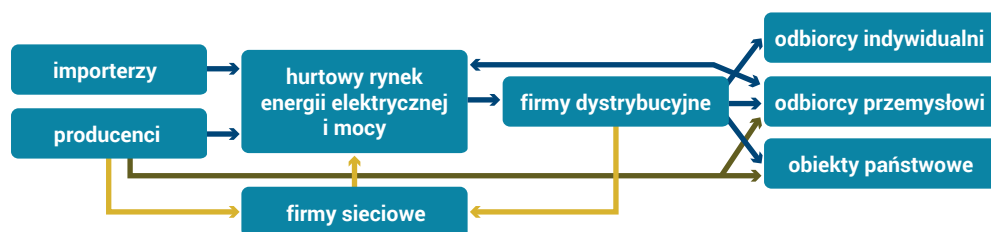
⁶⁷ *Топ-менеджер «Интер РАО»: к 2035 году основой российской энергетики останется тепловая генерация*, Коммерсантъ, 30.03.2019, www.kommersant.ru.

III. RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ I MOCY W ROSJI

1. Uwagi wprowadzające

Rosyjski rynek elektroenergetyczny dzieli się na hurtowy i detaliczny. Na każdym z nich dokonuje się obrót zarówno energią elektryczną, jak i mocą. Uczestnikami rynku są producenci energii, firmy sieciowe (federalna i regionalne) oraz dystrybutorzy. Producenci mogą sprzedawać bezpośrednio energię elektryczną tylko dużym przedsiębiorstwom przemysłowym i firmom państwowym oraz dystrybutorom, którzy następnie odsprzedają ją odbiorcom indywidualnym. Firmy sieciowe odpowiadają za dostarczenie energii elektrycznej od producenta do odbiorcy. Choć formalnie rosyjski rynek został zliberalizowany, czego efektem było rozdzielenie segmentu produkcji, przesyłu i sprzedaży, to w praktyce wiele firm dystrybucyjnych funkcjonuje w holdingach z przedsiębiorstwami sieciowymi, w tym również kontrolowanymi przez państwo. Podstawowe zasady działania rosyjskiego rynku energii elektrycznej i mocy przedstawia wykres 11.

Wykres 11. Podstawowe zasady działania rosyjskiego rynku energii elektrycznej i mocy



Źródło: Рынок электроэнергии и мощности, Ассоциация «НП Совет рынка», www.np-sr.ru.

Terytorium Federacji Rosyjskiej zostało podzielone na **cztery rodzaje obszarów** pod względem zasad panujących na tamtejszych rynkach energii elektrycznej i mocy.

W tzw. **pierwszej strefie cenowej** znalazła się europejska część Rosji i Ural. Na tym obszarze przeważają elektrownie ciepłe gazowe oraz elektrownie jądrowe.

W tzw. **drugiej strefie cenowej**, obejmującej Syberię, przeważają hydroelektrownie oraz elektrownie ciepłe węglowe.

Warto zaznaczyć, że dla niektórych podmiotów znajdujących się w obrębie pierwszej i drugiej strefy cenowej ustanawiane są ceny regulowane. W pierwszej strefie cenowej dotyczy to: Dagestanu, Inguszetii, Kabardo-Bałkarii, Karaczajo-Czerkiesji, Osetii Północnej i Czeczenii, a w drugiej – Tuwy.

Istnieją również dwie tzw. **strefy bez cen**. Pierwsza obejmuje obwód kalininogradzki, obwód archangielski i Republikę Komi, a druga – niektóre podmioty położone na rosyjskim Dalekim Wschodzie, w tym południową część Jakucji, obwód amurski, Żydowski Obwód Autonomiczny, Kraj Chabarowski i Kraj Nadmorski. Na tych terenach konkurencja nie występuje.

Czwarty typ obszarów to podmioty FR, w których funkcjonują tzw. **izolowane systemy energetyczne** (część Jakucji, Czukocki Okręg Autonomiczny, Kraj Kamczacki, obwód magadański i obwód sachaliński). Obszary izolowane znajdują się również na terenie Republik: Ałtaj, Karelii, Komi, w Kraju Krasnojarskim, w obwodach: archangielskim, irkuckim, murmańskim, tomskim, tiumeńskim oraz Okręgach Autonomicznych: Chanty-Mansyjskim, Jamało-Nienieckim i Nienieckim⁶⁸.

Początkowo za izolowany system energetyczny uznany został Krym (wraz z Sewastopolem), anektowany w 2014 r. w wyniku agresji przeciwko Ukrainie. Sytuacja uległa jednak zmianie w grudniu 2016 r., gdy oba podmioty formalnie stały się częścią JSE⁶⁹.

Graficzną ilustrację stref cenowych w sektorze elektroenergetycznym Rosji stanowi mapa 4.

Warto też zwrócić uwagę, że rynek energii elektrycznej w Rosji funkcjonuje w odmienny sposób i według innych zasad w przypadku handlu hurtowego i detalicznego. Różnice te zostaną przedstawione w dalszej części opracowania.

⁶⁸ Wszystkie obszary izolowane zużywają ok. 1% energii elektrycznej konsumowanej w całej Rosji. *В изолированных энергорайонах России устанавливают долгосрочные тарифы на электроэнергию*, Ведомости, 8.02.2019, www.vedomosti.ru.

⁶⁹ *Энергосистема Крыма принята под централизованное оперативно-диспетчерское управление*, Министерство Энергетики Росжи, 29.12.2016, www.minenergo.gov.ru.

Mapa 4. Strefy cenowe w sektorze elektroenergetycznym Rosji

Źródło: *Ценовые и неценовые зоны оптового рынка*, Сибэнергоресурс, www.ooo-ser.ru.

2. Hurtowy rynek energii elektrycznej i mocy

2.1. Rynek energii elektrycznej

Hurtowy rynek energii elektrycznej w Rosji działa wyłącznie w ramach stref cenowych, czyli w obszarach, gdzie funkcjonuje realna konkurencja między podmiotami. Uczestnikami transakcji (zarówno w charakterze kupującego, jak i sprzedającego) mogą na nim być jedynie następujące podmioty:

- firmy produkujące energię elektryczną,
- podmioty eksportujące lub importujące energię elektryczną,
- przedsiębiorstwa działające na rynku sprzedaży energii elektrycznej oraz tzw. gwarantowani dostawcy,
- firmy sieciowe (terytorialne firmy sieciowe i Federalna Kompania Sieciowa),
- znaczący odbiorcy energii elektrycznej.

Na hurtowym rynku energii elektrycznej transakcje można obecnie zawierać w ramach następujących rynków: umów regulowanych, dnia następnego, umów swobodnych i rynku bilansującego.

Na **rynku umów regulowanych** wysokość taryf ustala Federalna Służba ds. Taryf Federacji Rosyjskiej. Nabywana jest na nim wyłącznie energia na potrzeby dostaw dla ludności FR oraz na potrzeby Kaukazu Północnego. W ramach tego rynku sprzedaje się ok. 14,1% energii elektrycznej.

Na **rynku umów swobodnych** uczestnicy sami wybierają kontrahentów oraz ustalają ceny i ilości dostarczanej energii elektrycznej.

Rynek Dnia Następnego opiera się na wyborze ofert składanych przez sprzedawców i kupujących na dobę przed realną dostawą energii elektrycznej, z określeniem cen i ilości energii na każdą godzinę dostaw w ciągu doby. Za organizację aukcji odpowiada Administrator Systemu Handlowego Hurtowego Rynku Energii Elektrycznej (szerzej zob. część I). To najważniejszy rynek handlu energią elektryczną, poprzez który sprzedawane jest ok. 72% energii wytwarzanej w Rosji.

Rynek bilansujący służy równoważeniu realnego zapotrzebowania na energię elektryczną z poziomem jej produkcji w krajowym systemie elektroenergetycznym. Dotyczy to zarówno uzupełnienia braków (jeśli kupujący zawarł transakcję na ilości mniejsze niż faktyczne zapotrzebowanie), jak i niwelowania nadwyżek (w przypadku gdy dostawy energii przekroczyły realne potrzeby). Cena kupna energii na tym rynku jest znacząco wyższa, a cena sprzedaży niższa od tych na Rynku Dnia Następnego. W transakcjach przeprowadzanych na rynku bilansującym muszą brać udział podmioty kupujące energię. Przechodzi przezeń ok. 4% rosyjskiej energii elektrycznej.

2.2. Rynek mocy

Obecnie w systemie elektroenergetycznym FR działa kilka mechanizmów wykorzystywanych w ramach hurtowego rynku mocy. Należą do nich: 1) aukcje; 2) umowy na dostawy mocy; 3) umowy dwustronne na dostawy mocy; 4) generacja wymuszona; 5) dostawy mocy po cenach regulowanych.

Od 1 czerwca 2008 r. handel na rynku mocy polega na **przeprowadzaniu aukcji (KOM - ros. *Konkurientnyj otbor moszcznosti*)** przez operatora systemu. Uczestnicy rynku, którzy uzyskali prawo do uczestniczenia w aukcjach, mogą zgłaszać oferty na zakup mocy, której wielkość nie może przekraczać maksymalnych ustalonych pułapów. Kupujący zobowiązani są do całkowitego opłacenia mocy zakupionej w danej strefie cenowej. Dostawcy mocy ponoszą solidarną odpowiedzialność za wywiązanie się z zaciągniętych zobowiązań w zakresie udostępnienia mocy.

Długoterminowy rynek mocy ustanowiono Postanowieniem rządu Federacji Rosyjskiej z 24 lutego 2010 roku⁷⁰. Począwszy od 2016 r., w ramach aukcji możliwe jest dokonanie zakupu mocy na rok oraz na dłuższe okresy, co gwarantuje dostawcy opłatę w okresie budowy nowych mocy. Przykładowo w 2015 r. aukcje przeprowadzano w dwóch etapach: pierwszy dotyczył aukcji rocznych na 2016 r., a drugi – aukcji na lata 2017–2019. Ponadto ceny ustalane są nie w ramach stref cenowych, ale stref swobodnego przepływu. W systemie aukcyjnym kupowana i opłacana jest nie cała dostępna moc, co ma na celu zwiększenie konkurencji między dostawcami. Do długoterminowego rynku mocy włączono także umowy o dostawach mocy, co pozwala zapewnić finansowanie inwestycji w nowe moce wytwórcze.

⁷⁰ Постановление Правительства Российской Федерации от 24 февраля 2010 года N 89 О некоторых вопросах организации долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности), за: Консорциум «Кодекс», www.docs.cntd.ru.

Wzrost inwestycji w rosyjski system elektroenergetyczny⁷¹, w szczególności w rozwój mocy wytwórczych, był możliwy głównie dzięki wprowadzeniu mechanizmu **umów na dostawy mocy (DPM)**⁷². Działający od 2011 r. system polega na tym, że firmy prywatne działające w sektorze zawierają umowy, w których zobowiązują się do oddania do użytku określonych mocy wytwórczych w ustalonym terminie, a państwo gwarantuje inwestorom zwrot środków przeznaczonych na ich rozwój. Zawieranie umów na dostawy mocy objęło zarówno podmioty prywatne, jak i duże koncerny państwowe działające w sektorze elektroenergetycznym: OAO RusGidro, OAO Inter RAO i Rosatom.

Generacja wymuszona powstaje w sytuacji, gdy moce jednostki wytwórczej nie zostaną odebrane zgodnie z zawartymi wcześniej porozumieniami, a jednocześnie ze względu na stabilność systemu elektroenergetycznego nie ma możliwości wstrzymania pracy dostarczonych mocy generacyjnych. Wówczas ceny na moce elektrowni pracującej w trybie generacji wymuszonej ustalane są przez Federalną Służbę Antymonopolową lub rząd. Nie mogą one być jednak wyższe od ceny ustanowionej na dany obiekt w ramach aukcji lub ceny ustalonej dla generacji wymuszonej (o ile dana jednostka wytwórcza wchodziła w roku wcześniejszym również do tej kategorii). Według danych Ministerstwa Energetyki Rosji ceny mocy wymuszonej są zwykle wyższe od cen ustalanych w ramach mechanizmu aukcyjnego. Przykładowo ceny generacji wymuszonej w latach 2014–2016 wynosiły odpowiednio 329, 211 i 265 tys. rubli za 1 MWh miesięcznie, a ceny mocy na aukcjach w tym okresie odpowiednio 233, 128 i 133 tys. rubli za 1 MWh miesięcznie (dane dotyczą pierwszej strefy cenowej)⁷³.

2.3. Główne problemy hurtowego rynku energii elektrycznej i mocy

Głównym problemem hurtowego rynku energii elektrycznej i mocy w Rosji pozostaje niski poziom konkurencji. Wskutek tego odbiorca bezpośredni ma ograniczone możliwości wyboru dostawcy. Zakupy energii elektrycznej na rynkach hurtowych w ramach Rynku Dnia Następnego oraz rynku regulowanego

⁷¹ W rosyjskich źródłach występują różne metodologie obliczania danych dotyczących inwestycji w krajowy sektor elektroenergetyczny. Ministerstwo Energetyki podaje sumaryczne wartości obejmujące nakłady na rozwój mocy wytwórczych i sieci elektroenergetycznych. Z kolei rządowe centrum analityczne w publikowanych co roku raportach dotyczących kondycji rosyjskiej energetyki podaje zarówno sumaryczne, jak i cząstkowe wartości dla inwestycji: w moce wytwórcze, w sieci elektroenergetyczne oraz w dystrybucję i handel.

⁷² Szczególnie kontrastuje to z okresem 1990–2005. Na początku lat dziewięćdziesiątych w zasadzie całkowicie wstrzymano finansowanie budowy nowych obiektów generacyjnych i linii przesyłowych, a deficyt inwestycji doprowadził do tego, że odziedziczona po okresie ZSRR infrastruktura postarzała się średnio dwukrotnie – z 18,3 do 33,4 roku.

⁷³ *Обзор электроэнергетической отрасли России*, EY, 2018, s. 11, www.ey.com.

wzrosły w pierwszej strefie cenowej w 2015 r. aż o 23,4%, a w drugiej – o 19,3%. Zarazem nawet nieznaczny wzrost udziału transakcji w ramach rynku umów regulowanych stoi w sprzeczności z oczekiwanymi zmianami w kierunku coraz większej liberalizacji.

Jest bardzo mało prawdopodobne, aby w najbliższym czasie doszło w sektorze do wprowadzenia mechanizmów rynkowych w strefach izolowanych, a szczególnie na rosyjskim Dalekim Wschodzie. Rozszerzenie strefy cenowej jest możliwe tylko w warunkach realnej konkurencji wśród producentów. Tymczasem na Dalekim Wschodzie dominującą pozycję zajmuje koncern RusGidro. Według Aleksieja Tekslera generuje on na tym obszarze 91% energii elektrycznej. Według innych źródeł – aż 100%⁷⁴.

Niska konkurencyjność w strefach cenowych wpływa negatywnie na ceny, które systematycznie rosły: w pierwszej strefie cenowej z 1153,3 rubla za 1 kWh w 2015 r. do 1220 rubli na początku 2020 r., a w drugiej – z 913,9 rubla za 1 kWh w 2015 r. do 961 rubli na początku 2020 r.

Jednym z istotniejszych problemów rosyjskiego sektora elektroenergetycznego jest rosnące zadłużenie nabywców energii elektrycznej na hurtowym rynku. Według danych za 2015 r. wzrosło ono o 13,2% w stosunku do roku poprzedniego i wyniosło 52,6 mld rubli. W 2019 r. osiągnęło pułap 76,5 mld rubli. Przeważająca część zadłużenia przypada na Północnokaukaski Okręg Federalny (78%)⁷⁵. Państwo podejmuje interwencje w celu regulowania należności tylko w niektórych, bardziej newralgicznych przypadkach. Przykładem jest umowa zawarta między bankiem WTB a spółką RusGidro w marcu 2017 r. Bank zobowiązał się do zapłaty 40 mld rubli za dodatkową emisję akcji RusGidro oraz 15 mld rubli za pakiet akcji własnych RusGidro, w zamian otrzymując 13% akcji koncernu. W rezultacie udział państwa w kapitale spółki zmniejszył się z 66,84% do 60,5%. Wariant ten został zaaprobowany przez prezydenta Putina pod koniec 2016 r. Zadłużenie należącej do RusGidro spółki córki RAO JES Wostok wynosiło według stanu na 1 marca 2017 r. 103 mld rubli. WTB w ciągu pięciu lat powinien zbyć akcje inwestorowi finansowemu lub strategicznemu⁷⁶.

⁷⁴ Е. Вавина, *Первый замминистра энергетики: «Сейчас на Дальнем Востоке готовности к рынку нет»*, Ведомости, 23.01.2019, www.vedomosti.ru.

⁷⁵ П. Смергина, *За свет заплатили оптом*, Коммерсантъ, 17.01.2020, www.kommersant.ru.

⁷⁶ И. Песчинский, *«Русгидро» и ВТБ заключили одну из самых сложных сделок в истории российской энергетики*, Ведомости, 8.03.2017, www.vedomosti.ru; Т. Дятел, *«РусГидро» получит дальневосточные долги*, Коммерсантъ, 7.03.2017, www.kommersant.ru.

Kolejny problem stanowią wysokie koszty podłączenia do sieci i wchodzenia na hurtowy rynek energii (szczególnie w porównaniu ze stawkami obowiązującymi za granicą). W 2013 r. została wdrożona strategia rozwoju sieci elektroenergetycznych. W jej ramach wprowadzono rozwiązania zgodne z oczekiwaniami czynnych na rynku podmiotów, w tym ulgi przy podłączeniu do sieci. Efektem był znaczący awans Rosji w ratingu Doing Business pod względem łatwości uzyskania podłączenia do sieci – z 183. miejsca w 2012 r. na 7. w 2019 r.⁷⁷ Niektóre z ułatwień wprowadzonych z myślą o odbiorcach energii elektrycznej skutkują jednak nadmiernymi obciążeniami innych uczestników rynku. Ulgi w przyłączaniu do sieci powodują, że koszty takich operacji stanowią już ok. 40% budżetów firm sieciowych. Generowało to po ich stronie dodatkowe obciążenia, gdyż odbiorcy indywidualni często składali wnioski o przyłączenie do sieci mocy większej niż rzeczywiście wykorzystywana.

Ministerstwo Energetyki planuje wprowadzenie opłaty za moce rezerwowe, choć ostateczne decyzje nie zostały jeszcze podjęte. Celem takiego rozwiązania jest wdrożenie bardziej sprawiedliwego mechanizmu podziału kosztów między firmami sieciowymi a odbiorcami. Do tej pory o zapewnienie dostępu do sieci o określonej mocy wnioskowali odbiorcy, którzy nie mieli możliwości pozyskiwania energii elektrycznej z alternatywnych źródeł. Gdy po jakimś czasie uzyskiwali zdolność do samodzielnej produkcji energii, rezygnowali z mocy dostarczanej przez firmy sieciowe i nie płacili za nią. Tymczasem firmy sieciowe nadal były zobowiązane do dostarczenia mocy zgodnie z wnioskowanym zapotrzebowaniem. Po wdrożeniu planowanego rozwiązania firma rezerwująca moce będzie musiała za nie płacić niezależnie od zakresu ich wykorzystania.

Na rynku mocy jednym z podstawowych problemów jest nieterminowe wywiązywanie się z dostaw mocy. W maju 2017 r. Ministerstwo Rozwoju Gospodarczego zaproponowało zwiększenie kar za tego rodzaju praktyki. Obecnie nie są one wysokie – w 2016 r. wyniosły 198 mln rubli w odniesieniu do mocy na rynku aukcyjnym i 22 mln rubli w przypadku generacji wymuszonej, co łącznie stanowi ok. 0,01% sumy obrotów producentów energii elektrycznej w Rosji. Koszty niewywiązania się z zobowiązań dotyczących dostaw mocy są przerzucane głównie na konsumentów energii elektrycznej, którzy według szacunków płacą rocznie z tego tytułu aż 20 mld rubli. Wprowadzenie zmian pozwoliłoby na obniżenie tego ciężaru o 8 mld rubli⁷⁸.

⁷⁷ Dane za: *Doing Business 2020. Economy profile: Russian Federation*, www.doingbusiness.org.

⁷⁸ И. Песчинский, *Потребители электроэнергии могут сэкономить на оплате мощности*, Вестности, 15.05.2017, www.vedomosti.ru.

Poważnym problemem staje się wzrost cen na rynku mocy, szczególnie w tzw. pierwszej strefie cenowej. Według prognoz przygotowanych przez organizację Sowieta Rynka cena mocy do 2020 r. może w tej strefie wzrosnąć aż o 46%. Główną przyczyną jest oddawanie do użytku nowych obiektów na podstawie umów o dostawach mocy – w pierwszej strefie cenowej dotyczy to głównie nowych bloków jądrowych, które zapewniają inwestorom zwrot kosztów i wysoką rentowność przedsięwzięcia. Ten proces może zostać zahamowany poprzez przedłużenie okresu obowiązywania umów DPM na elektrownie jądrowe i hydroelektrownie z 25 do 35-45 lat przy jednoczesnym obniżeniu podstawowej wielkości rentowności (postulat oddawania do użytku nowych elektrowni jądrowych i hydroelektrowni dopiero po 2023 r.)⁷⁹.

3. Detaliczny rynek energii elektrycznej i mocy

3.1. Zasady działania detalicznego rynku energii elektrycznej i mocy

W odniesieniu do handlu detalicznego na rynku energii elektrycznej i mocy ceny mają charakter regulowany lub nieregulowany w zależności od kategorii odbiorców.

Ceny regulowane stosuje się przy dostawach energii elektrycznej dla ludności – niezależnie od obszaru cenowego – oraz dla pozostałych odbiorców w ramach regionów znajdujących się w tzw. strefach bez cen (zob. początek części III). Od 2012 r. w niektórych regionach pilotażowo wdrażany jest mechanizm cenowy uwzględniający parametr tzw. społecznej normy konsumpcji. Celem jest optymalizacja kosztów subsydiowania dostaw energii elektrycznej oraz stymulowanie zwiększania energooszczędności w poszczególnych regionach. Państwo ustala minimalne i maksymalne pułapy dotyczące wzrostu taryf – od 1,5% do 10,5%; średnia w skali kraju wynosi 7,6%.

Ceny energii elektrycznej dla pozostałych grup odbiorców bezpośrednich uwzględniają następujące składowe:

- nieregulowaną cenę energii elektrycznej i mocy na rynku hurtowym (określaną dla każdego dostawcy przez **Administradora Systemu Handlowego Hurtowego Rynku Energii Elektrycznej**),

⁷⁹ И. Песчинский, *Цена на мощность может подорожать в 1,5 раза*, Ведомости, 22.05.2017, www.vedomosti.ru.

- taryfę na przesył energii elektrycznej,
- płatności infrastrukturalne (rozliczenia z komercyjnym operatorem, czyli **Administratorem Systemu Handlowego Hurtowego Rynku Energii Elektrycznej**, operatorem systemu OAO SO JES, Centrum Rozliczeń Finansowych),
- nadwyżki sprzedawane tzw. gwarantującemu dostawcy.

3.2. Główne problemy detalicznego rynku energii elektrycznej i mocy

W kraju nadal utrzymuje się relatywnie niski poziom konkurencji na rynku detalicznym, co nie przyczynia się do obniżania cen i poprawy jakości świadczonych usług. Można więc przypuszczać, że **ceny energii elektrycznej będą systematycznie rosnąć**. Według prognoz agencji AKRA ceny dla odbiorców przemysłowych będą notowały wzrost o ok. 6,4% w kolejnych 3-4 latach (w latach 2012-2016 ceny energii dla różnych grup odbiorców podniesiono o ok. 34-40%). Zgodnie z szacunkami uczestników rynku należy liczyć się z cenami wyższymi o 10-12%⁸⁰. Prognozuje się ich wzrost do poziomu zbliżonego do rynku europejskiego czy amerykańskiego. Może on wynikać z polityki taryfowej, w tym z planów podnoszenia taryf Federalnej Kompanii Sieciowej. Wpływać na nie będzie również realizacja programu modernizacji elektrowni ciepłych. Planowane w jego ramach wyłączenie mocy części elektrowni może doprowadzić do wzrostu cen prądu o 2-3%⁸¹. Ponadto bardzo prawdopodobne jest podniesienie przez rząd opłat za utrzymywanie mocy rezerwowych w krajowym systemie elektroenergetycznym, które mają ponieść głównie producenci energii elektrycznej (projekt wprowadzenia takich zmian popierają obecnie Ministerstwo Energetyki oraz Rossieti).

Zadłużenie na rynku detalicznym jest dużo większe niż na hurtowym i wynosi obecnie 308,4 mld rubli⁸². Ponad 50% tej sumy przypada na odbiorców nieprzemysłowych. Pozytywnie na tym tle wypadają odbiorcy energii elektrycznej działający w sektorze rolnym - winni są oni zaledwie 1,3% długu.

W ostatnim okresie zaobserwować można zjawisko wycofywania się niektórych znaczących podmiotów (RusGidro, Rossieti) z segmentu sprzedaży energii

⁸⁰ Т. Дятел, *Спрос покончит с лишними гигаваттами*, Коммерсантъ, 24.04.2017, www.kommersant.ru.

⁸¹ Е. Вавина, *Правительство утвердило программу модернизации старых ТЭС*, Ведомости, 24.01.2019, www.vedomosti.ru.

⁸² П. Смертина, *За свет заплатили оптом, оп. cit.*

elektrycznej na rynku detalicznym. Główną tego przyczyną jest niska atrakcyjność ekonomiczna rynku. Ponadto Rossieta nie udało się uzyskać zgody rządu na łączenie działalności handlowej i przesyłowej (w wyniku restrukturyzacji RAO JES spółka otrzymała kontrolę nad podmiotami działającymi w segmencie sprzedaży energii elektrycznej). W przypadku RusGidro dodatkową przyczyną są zaś problemy związane głównie z kwestią finansowania RAO JES Wostok⁸³.

Problemem pozostaje też kwestia taryf elektroenergetycznych, których udział w cenie energii elektrycznej jest wciąż bardzo wysoki. **Średni poziom taryf przesyłowych jest w Rosji wyższy od tego utrzymywanego w państwach Unii Europejskiej, choć w okresie 2012–2016 nastąpiło jego obniżenie.** Taryfy dla odbiorców przemysłowych są duże wyższe niż za granicą – w 2013 r. o ok. 40% w stosunku do rynku amerykańskiego i o 10% w stosunku do UE. Poza tym w sposób nieuzasadniony zawyżane są (o ok. 25–30%) wydatki na podtrzymanie rezerw mocy⁸⁴. Co więcej, taryfy na energię elektryczną dla ludności są niższe niż dla odbiorców przemysłowych i od tych w krajach rozwiniętych. Strategia energetyczna Rosji postulowała systematyczną redukcję strat energii elektrycznej w sieci z 13% w 2008 r. do nie więcej niż 12% w okresie 2013–2015, maksymalnie 10% w latach 2020–2022 i poniżej 8% w 2030 r.⁸⁵

Innym problemem sektora pozostaje tzw. subsydiowanie skrośne, choć w ostatnich latach jego mechanizm (wprowadzony w 2006 r.) zaczął ulegać powolnej modyfikacji. Zakłada on, że ludność i drobni konsumenci energii płacą za nią mniej, dzięki temu że wyższe opłaty taryfowe ponoszą jej znaczący użytkownicy⁸⁶. W założeniu był to środek tymczasowy. Obecnie znaczący konsumenci prądu opłacają też część taryf za energię firm dystrybucyjnych. Według szacunków Rossieta ogólna wartość subsydiowania skrośnego wynosi 200 mld rubli, a według przedstawicieli przemysłu – nawet 400 mld rubli⁸⁷. W 2022 r. ma zaś sięgnąć 417 mld rubli.

Reforma zakładała, że system ten miał zostać zniesiony do 2014 r.; wówczas subsydiowanie postanowiono jednak przedłużyć dla 20 regionów do 1 lipca 2017 r.

⁸³ Т. Дятел, *Сети и генераторы избавляются от сбытов*, Коммерсантъ, 13.01.2017, www.kommersant.ru.

⁸⁴ *Электроэнергетика России...*, op. cit., s. 18–20.

⁸⁵ *Энергетическая стратегия России на период до 2030 года*, op. cit.

⁸⁶ Wyższe taryfy ustanawiane przez Federalną Kompanię Sieciową umożliwiają ponadregionalnym firmom sieciowym wprowadzanie niższych taryf.

⁸⁷ П. Смертина, *Бизнес просит сетевого моратория*, Коммерсантъ, 17.10.2019, www.kommersant.ru. Z kolei według szacunków Federalnej Służby Antymonopolowej w 2018 r. sumaryczny koszt subsydiowania skrośnego wyniósł 220 mld rubli, a według Ministerstwa Energetyki – 390 mld rubli.

Obecnie systemem są objęte jedynie Buriacja, Kraj Zabajkalski, Żydowski Obwód Autonomiczny oraz obwód amurski i stan ten ma się utrzymać do 2029 r.

W rządzie nadal trwa spór w kwestii systemowego rozwiązania problemu. Mimo uznawania potrzeby wprowadzenia zmian Ministerstwo Energetyki nie widzi możliwości rezygnacji z mechanizmu subsydiowania skrośnego. Jego zasadniczy ciężar finansowy ponosi przemysł, co hamuje rozwój przedsiębiorstw. Ministerstwo Energetyki proponuje przedłużenie mechanizmu aż dla 11 regionów i zróżnicowanie taryfy energetycznej Federalnej Kompanii Sieciowej. Ewentualne straty MRSK zamierzano rekompensować poprzez redystrybucję dywidend Rossieti i podwyższanie taryf do 2024 r. Przeciwno temu występuje jednak Ministerstwo Rozwoju Gospodarczego. Resort proponuje m.in. wprowadzenie opłat za niewykorzystane moce sieciowe i zniesienie współczynnika obniżającego taryfy dla ludności. Nie wyklucza też udzielania wsparcia MRSK poprzez dywidendy Rossieti, ale tylko gdy inne środki okażą się niewystarczające⁸⁸.

Według pierwotnej koncepcji wysokość subsydiowania skrośnego planowano ograniczyć do 50 mld rubli w 2022 r., lecz jego wartość nadal rośnie. Kwestie te leżą jednak w gestii Ministerstwa Rozwoju Gospodarczego, bo zagadnienie ma charakter społeczno-ekonomiczny, a nie *stricte* energetyczny. Rozstrzygnięcie nie jest proste, bo jedynym rozwiązaniem problemu byłoby zwiększenie taryf dla ludności, co z pewnością wywołałoby negatywne reakcje. W rezultacie obawa przed ewentualnymi protestami stanowi jeden z głównych czynników hamulcowych na drodze do zmian.

Problem subsydiowania skrośnego jest delikatny w wymiarze politycznym, o czym świadczą nieudane dotąd próby jego rozwiązania. Najnowszą ich ilustracją stanowi opublikowany 17 lipca 2019 r. przez Ministerstwo Rozwoju Gospodarczego projekt dekretu prezydenta o likwidacji mechanizmu. Dokument przewidywał przyjęcie przez rząd niezbędnych aktów prawnych w tym zakresie do 1 października 2019 r. Zakładał przeniesienie kosztów subsydiowania skrośnego w latach 2020–2021 w odniesieniu do taryf elektroenergetycznych dla ludności zamieszkującej Daleki Wschód, obwód kaliningradzki i inne objęte mechanizmem regiony z przemysłu na budżet państwa. Dzień później został jednak usunięty z bazy projektów aktów prawnych.

⁸⁸ Т. Дятел, «Последнюю милю» закроют дивидендами «Россетей», Коммерсантъ, 11.04.2017, www.kommersant.ru; Проблема последней мили в энергетике: состояние и перспективы решения, Новости энергетики, 25.12.2013, www.novostienergetiki.ru.

IV. SEKTOR ELEKTROENERGETYCZNY W ZEWNĘTRZNEJ POLITYCE ENERGETYCZNEJ ROSJI

Sektor elektroenergetyczny odgrywa ważną rolę również z punktu widzenia polityki zagranicznej FR oraz aktywności zewnętrznej rosyjskich firm energetycznych, choć nie taką jak w przypadku branży naftowej i gazowej. Szczególnie istotna jest działalność koncernu Rosatom, który poprzez zaangażowanie w projekty budowy elektrowni jądrowych poza Rosją przyczynia się do wzmacniania wpływów politycznych i gospodarczych Moskwy w wybranych krajach i regionach świata. Mniejsze znaczenie mają działania zewnętrzne podejmowane w innych segmentach, takich jak eksport energii elektrycznej czy wspólne projekty elektroenergetyczne rosyjskich i zagranicznych firm dotyczące budowy elektrowni zasilanych przez źródła konwencjonalne.

1. Projekty realizowane za granicą

1.1. Rosatom

Głównym celem rosyjskiej aktywności w sektorze jądrowym jest wykorzystywanie projektów energetycznych do umacniania swoich wpływów gospodarczych oraz utrzymania lub zwiększania poziomu zależności energetycznej poszczególnych państw od Rosji, a tym samym tworzenia instrumentów oddziaływania politycznego. Według oficjalnych danych publikowanych przez Rosatom koncern jest obecnie zaangażowany w projekty zagraniczne zakładające budowę 36 bloków jądrowych⁸⁹.

Część przedsięwzięć znajduje się w fazie wstępnej (listy intencyjne lub ramowe porozumienia międzyrządowe). Bardziej zaawansowane działania prowadzone są w odniesieniu do ośmiu projektów. W fazie końcowej znajduje się budowa dwóch bloków elektrowni w Ostrowcu na Białorusi. Pierwszy z nich ma zostać oddany do użytku w 2020 r.⁹⁰ Obecnie powstają też dwa bloki elektrowni jądrowej Ruppur w Bangladeszu, dwa bloki jądrowe elektrowni Paks na Węgrzech oraz elektrownia Akkuyu w Turcji (cztery bloki). W listopadzie 2019 r. rozpoczęto prace przy dwóch blokach jądrowych elektrowni Buszehr 2 w Iranie, a w fazie przygotowawczej (opracowywanie dokumentacji, uzyskiwanie pozwoleń na budowę etc.) znajdują się projekty budowy bloków jądrowych w Egipcie, Finlandii i Indiach. We wszystkich realizowanych obecnie przedsięwzięciach (poza irańskim) zastosowany ma być reaktor WWER-1200.

⁸⁹ *Строящиеся АЭС*, Росатом, www.rosatom.ru.

⁹⁰ Pierwotnie pierwszy blok planowano oddać do użytku jeszcze w 2019 r.

Tabela 2. Projekty jądrowe realizowane aktualnie przez Rosatom poza granicami Rosji

Kraj	Nazwa projektu	Liczba bloków jądrowych	Łączna moc (MW)	Źródło finansowania po stronie Rosji	Stan realizacji	Deklarowany termin uruchomienia
Bangladesz	Ruppur	2	2400	kredyt 11,38 mld dolarów	W budowie od listopada 2017 r.	2022–2023
Białoruś	Ostrowiec	2	2400	kredyt 10 mld dolarów	W budowie od czerwca 2012 r.	pierwszy blok w roku 2020
Egipt	Ad-Daba	4	4800	kredyt 21 mld dolarów	Trwa proces uzyskiwania pozwoleń na realizację inwestycji; wylanie pierwszego betonu planowane jest w połowie 2020 r. ⁹¹	2026–2029
Finlandia	Hanhikivi	1	1200	2,4 mld euro z rosyjskiego Funduszu Dobrobytu Narodowego	Trwa proces uzyskiwania niezbędnych zgód i licencji; początek prac budowlanych został przesunięty na 2021 r., a ewentualne oddanie do użytku będzie opóźnione o co najmniej cztery lata ⁹² .	2028

⁹¹ *Строительство АЭС Эд-Дабба может начаться в середине 2020 года*, Атомная энергия 2.0, 3.10.2019, www.atomic-energy.ru.

⁹² *Delays announced for Finland's Hanhikivi NPP*, Nuclear Engineering International, 2.01.2019, www.neimagazine.com; *Глава Росатома объяснил причины сдвига сроков строительства АЭС «Ханхикиви»*, Атомная энергия 2.0, 25.04.2019, www.atomic-energy.ru.

Tabela 2. Projekty jądrowe realizowane aktualnie przez Rosatom poza granicami Rosji (cd.)

Kraj	Nazwa projektu	Liczba bloków jądrowych	Łączna moc (MW)	Źródło finansowania po stronie Rosji	Stan realizacji	Deklarowany termin uruchomienia
Indie	Kudankulam	2 (blok nr 3 i nr 4)	1200	kredyt 3,5 mld dolarów	Pierwszy beton w ramach bloku nr 3 wylano w czerwcu 2017 r., a właściwe prace budowlane zainaugurowano w lipcu 2018 r.	2020 i 2021
Iran	Buszehr 2	2 (blok nr 2 i nr 3)	2100	–	W listopadzie 2019 r. nastąpiło wylanie pierwszego betonu pod budowę bloku nr 2 ⁹³ .	2024–2026
Turcja	Akkuyu	4	4800	4 mld dolarów z budżetu FR	W budowie od kwietnia 2018 r. ⁹⁴	2023 i lata następne
Węgry	Paks	2	2400	kredyt 10 mld dolarów	Początek budowy zaplanowano na 2020 r. ⁹⁵	lata dwudzieste

Źródło: opracowanie własne na podstawie materiałów publikowanych przez Rosatom oraz doniesień mediów branżowych.

⁹³ *Россия и Иран начали строительство второго энергоблока АЭС «Бушер»*, РИА Новости, 10.11.2019, www.ria.ru.

⁹⁴ *Президенты России и Турции дали старт строительству АЭС «Аккую»*, Akkuyu NGS A.Ş., 3.04.2018, www.akkunpp.com.

⁹⁵ *Nuclear Power in Hungary*, World Nuclear Association, www.world-nuclear.org.

Rosatom doświadcza jednak problemów na rynkach zewnętrznych. W listopadzie 2016 r. parlament Wietnamu przegłosował rezygnację z planów budowy elektrowni jądrowych. Rosyjska firma miała być wykonawcą elektrowni Ninh Thuan-1 (o mocy 2,4 GW), a japońskie konsorcjum JINED – Ninh Thuan-2 (o mocy 2 GW). Oba projekty nie zostały włączone do budżetu państwa na lata 2016–2020. Rosja podpisała z Wietnamem porozumienie międzyrządowe w tej sprawie w 2010 r. Inwestycja w 80% miała zostać sfinansowana z rosyjskiego kredytu w wysokości 8 mld dolarów. Kontraktu na realizację projektu jednak nie zawarto. Wielokrotnie przenoszono terminy budowy i oddania elektrowni do użytku. Przyczyniły się do tego względy ekonomiczne (uznano, że tańszą opcją będzie wykorzystywanie innych rodzajów paliwa i budowanie elektrociepłowni węglowych i gazowych oraz rozwijanie OZE), kwestie bezpieczeństwa oraz problemy finansowe Wietnamu, którego dług publiczny osiągnął w 2016 r. poziom 65% PKB⁹⁶.

Rosja rozważa też współpracę w dziedzinie elektroenergetycznej z Arabią Saudyjską. Podczas spotkania ministrów energetyki obu państw podniesiono kwestie wspólnych przedsięwzięć, dostaw sprzętu, wymiany technologii i szkolenia personelu⁹⁷.

Jednym z bardziej perspektywicznych projektów jest budowa pierwszej elektrowni atomowej w Egipcie. 19 listopada 2015 r. Rosja i Egipt podpisały międzyrządową umowę o współpracy, przewidującą powstanie czterech bloków jądrowych o mocy 1200 MW każdy. Dokument mówił również o udzieleniu przez stronę rosyjską kredytu w wysokości 25 mld dolarów (stawka 3%, spłata planowana na lata 2016–2028). Łączny koszt realizacji inwestycji szacuje się obecnie na 30 mld dolarów. W maju 2016 r. przekazano informację, że Egipt zatwierdził wstępnie umowę o zaciągnięciu kredytu. W marcu 2017 r. uzgodniono zaś teksty dwóch kontraktów na budowę elektrowni jądrowej, które zostały podpisane 11 grudnia 2017 r.⁹⁸

1.2. Inter RAO

Koncern Inter RAO posiada największe spośród rosyjskich firm aktywa zagraniczne w sektorze elektroenergetycznym. Obecnie inwestycje w segmencie

⁹⁶ Т. Дятел, «Росатом» проиграл дешевой нефти, Коммерсантъ, 23.11.2016, www.kommersant.ru.

⁹⁷ Москва и Эр-Рияд могут создать СП в сфере электроэнергетики, РИА Новости, 23.10.2016, www.ria.ru.

⁹⁸ В присутствии президента России и Египта подписаны акты о вступлении в силу контрактов на сооружение АЭС «Эль Дабаа», Атомная энергия 2.0, 12.12.2017, www.atomic-energy.ru.

produkcji energii elektrycznej lokowane są w Gruzji, Mołdawii (Naddniestrze), Turcji i na Litwie.

Inter RAO jest właścicielem dwóch gruzińskich hydroelektrowni – Chrami-1 i Chrami-2. Ponadto koncern posiada 75% akcji gruzińskiej spółki Telasi – jednej z największych spółek sieciowych zajmujących się dystrybucją i handlem energią elektryczną; pozostałe 25% należy do państwa gruzińskiego. W Mołdawii Inter RAO jest właścicielem elektrociepłowni zlokalizowanej na terenie Naddniestrza – 12 bloków o łącznej mocy zainstalowanej 2520 MW. W Turcji posiada elektrownię ciepłą Trakya Elektrik o mocy zainstalowanej 478 MW, a na Litwie park wiatrowy Vydmantai o łącznej mocy zainstalowanej 30 MW. Szczegółowe zestawienie zagranicznych aktywów koncernu zawiera tabela 3.

Elektrownie, których właścicielem lub współwłaścicielem jest koncern, nie mają jednak istotnego udziału w sumarycznej produkcji energii elektrycznej firmy. Poza tym ilość energii elektrycznej generowanej przez firmę za granicą systematycznie spada. W 2016 r. Inter RAO wytworzyło poza Rosją 13,8 TWh energii, w 2019 r. już tylko 9,7 TWh.

Liczba nowych projektów inwestycyjnych za granicą, w których bierze udział Inter RAO, także jest niewielka. Obecnie w realizacji znajduje się jedynie budowa czterech bloków energetycznych na **Kubie**. Chodzi o nowy blok o mocy 200 MW w ramach projektu Maximo Gomez oraz trzy bloki o mocy 200 MW każdy w ramach projektu East Havana. Stosowne kontrakty zawarto w październiku 2015 r. między Inter RAO – Eksport a kubańską firmą Energoimport. Ich wartość wynosi ok. 1,2 mld euro⁹⁹.

W przypadku kilku innych projektów elektroenergetycznych firma doświadczyła poważnych problemów. W październiku 2016 r. z planów zawarcia kontraktu z Inter RAO na budowę elektrowni ciepłej Quang Trach-2 o łącznej mocy 1,2 GW (dwa bloki po 600 MW mocy; wartość kontraktu oceniano na 2 mld dolarów) wycofał się **Wietnam**¹⁰⁰. W listopadzie 2016 r. natomiast **Argentyna** odrzuciła rosyjską ofertę udzielenia kredytu o wartości 2,6 mld dolarów na budowę hydroelektrowni Chihuido-1 o mocy 637 MW; wcześniej przetarg na postawienie tego obiektu wygrała spółka Inter RAO – Eksport¹⁰¹.

⁹⁹ *Строительство четырёх энергоблоков по 200 МВт на Кубе*, Интер РАО – Экспорт, www.interra-export.ru.

¹⁰⁰ *Вьетнам отказался от проекта с «Интер РАО» на \$2 млрд*, РБК, 19.10.2016, www.rbc.ru.

¹⁰¹ *И. Песчинский, Аргентина отказалась от российского кредита на строительство ГЭС*, Ведомости, 6.11.2016, www.vedomosti.ru.

Tabela 3. Aktywa zagraniczne Inter RAO

	Gruzja	Litwa	Mołdawia (Naddniestrze)	Turcja
Aktywa	Hydroelektrownie Chrami-1 Chrami-2 Kompania sieciowa Telasi	Park wiatrowy Vydmantai Wind Park UAB	Elektrownia ciepła Mołdawska GRES	Elektrownia ciepła Trakya Elektrik Uretim Ve Ticaret A.Ş.
Moc zainstalowana (w MW)	113 114	30	2520	478
Moc zainstalowana (energia ciepła; w Gcal/h)	-	-	166	-
Produkcja energii elektrycznej (w mln kWh)	194 311	50	3930	821
Sprzedaż energii ciepłej (w tys. Gcal)	-	-	82	-
Udział w rynku (w %)	4,2	1,6	88,7	0,3

Źródło: *Годовой отчет 2018*, www.interrao.ru.

Przeciągają się także prace nad porozumieniem zakładającym budowę przez Inter RAO hydroelektrowni w **Laosie** (projekt Sekong-5)¹⁰². 8 września 2016 r. spółka podpisała z firmami laotańskimi A-Rksjena i Électricite du Laos memorandum w tej sprawie, dotychczas nie doszło jednak do zawarcia konkretnych porozumień – przygotowano jedynie studium wykonalności oraz wstępną ocenę środowiskową. Koszt realizacji inwestycji szacowany jest na 700–800 mln dolarów. Rosyjski udział w projekcie ma wynosić 70%, choć na razie nie są znane szczegóły mechanizmu finansowania. Przedsięwzięcie obliczone jest nie tyle na dostawy energii elektrycznej na rynek laotański, ile na eksport do Tajlandii (według założeń miałyby tam trafiać ok. 90% produkcji)¹⁰³.

Problemy pojawiły się również przy realizacji przez Inter RAO wspólnych projektów z **ekwadorską** firmą Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC). Obecnie rosyjska spółka zaangażowana jest w dwa przedsięwzięcia na terytorium Ekwadoru: budowę hydroelektrowni Toachi-Pilatón oraz rozbudowę elektrowni ciepłej Termogas Machala.

Projekt kompleksu hydroelektrowni Toachi-Pilatón przedstawiono w 2011 r. W jego skład mają wejść: hydroelektrownia Alluriquin o mocy 204 MW, hydroelektrownia Sarapullo o mocy 48,9 MW oraz minihydroelektrownia Toachi o mocy 1,4 MW. Rosyjska spółka miała odpowiadać za dostawę i montaż sprzętu (turbin, generatorów, podstacji etc.). Kontrakt na rozbudowę elektrowni ciepłej Termogas Machala (moc 308 MW) został natomiast zawarty przez Inter RAO w 2013 r. Na potrzeby realizacji obu kontraktów Roseksimbank udzielił firmie CELEC kredytu na kwotę 320 mln dolarów¹⁰⁴. W kwietniu 2017 r. spółka ta wypowiedziała kontrakty z Inter RAO, uzasadniając swoje stanowisko opóźnieniami w realizacji zobowiązań projektowych przez stronę rosyjską. W maju 2018 r. rządy obu państw zobowiązały się udzielić podmiotom wsparcia w rozwiązaniu spornych kwestii¹⁰⁵. Prace budowlane w ramach projektu Toachi-Pilatón zostały wznowione po zawarciu 20 czerwca 2019 r.

¹⁰² Inter RAO deklaruje zainteresowanie wspólnymi projektami od ponad dekady (pierwsze memoranda podpisano jeszcze w 2008 r.).

¹⁰³ *Путин на саммите Россия-АСЕАН встретится с лидерами Малайзии и Камбоджи*, РИА Новости, 19.05.2016, www.ria.ru; *Инвестиции в строительство ГЭС «Секонг-5» в Лаосе с участием России оцениваются в \$700 млн*, Рамблер, 26.05.2017, www.rambler.ru; Т. Дятел, В. Дзагуто, *Россия входит в лаосскую воду*, Коммерсантъ, 29.05.2017, www.kommersant.ru.

¹⁰⁴ И. Песчинский, *«Интер РАО» может лишиться контракта в Эквадоре*, Ведомости, 17.04.2017, www.vedomosti.ru.

¹⁰⁵ *Россия и Эквадор помогут Интер РАО и Селес решить спор и возобновить работу в Эквадоре*, Neftegaz.RU, 18.05.2018, www.neftegaz.ru.

nowego kontraktu o wartości 8 mld rubli między spółką CELEC a rosyjską firmą Tiażmasz¹⁰⁶.

Inter RAO także pozbywa się niektórych zagranicznych aktywów. W czerwcu 2016 r. sfinalizowano transakcję sprzedaży 100% udziałów w gruzińskiej spółce ООО Мтквари Энергетика, do której należała położona niedaleko Tbilisi elektrociepłownia Мтквари (dwa bloki energetyczne o mocy zainstalowanej 300 MW każdy)¹⁰⁷. W tym samym roku firma sprzedała swoje aktywa w Armenii – spółkę Elektro sieci Armenii i hydroelektrownię Razdańska¹⁰⁸.

W grudniu 2019 r. Inter RAO sfinalizowało zbycie udziałów w działającej w Kazachstanie elektrowni GRES-2 (Ekibastuz). Rosyjsko-kazachstańskie joint venture zostało utworzone w 2005 r. Inter RAO po raz pierwszy zapowiadało wycofanie się z projektu w 2017 r. Jedną z przyczyn sprzedaży udziałów było to, że sektor elektroenergetyczny w Kazachstanie nie został w pełni zliberalizowany, do roku 2019 obejmował tylko rynek handlu energią elektryczną. W sprawozdaniu finansowym za 2018 r. Inter RAO przeceniło swój udział w projekcie z 3 mld do 1,74 mld rubli. Spadała także EBITDA¹⁰⁹ elektrowni – z 1,6 mld rubli w 2016 r. do 1 mld w 2018 r.¹¹⁰

1.3. Grupa Gazprom, RusGidro, Łukoil

Udział **Grupy Gazprom** w projektach elektroenergetycznych poza granicami Rosji jest marginalny. Mimo planów podmioty te nie realizowały dotąd inwestycji w sektor elektroenergetyczny w państwach Unii Europejskiej. W czerwcu 2012 r. Gazprom podpisał porozumienie o współpracy w sferze elektroenergetycznej z francuską firmą EDF. Zakładało ono możliwość wspólnego budowania nowych elektrowni w UE lub przejmowania już istniejących jednostek¹¹¹. Umowa nie przyniosła dotąd żadnych praktycznych rezultatów.

¹⁰⁶ Сызранский «Тяжмаш» заключил контракт на достройку ГЭС в Эквадоре на 8 млрд рублей, Переток, 17.07.2019, www.peretok.ru; Российский подрядчик возобновил монтаж гидроэлектростанции в Эквадоре, Эквадор сегодня, 28.11.2019, www.rusecuador.ru.

¹⁰⁷ «Интер РАО» продала 100% акций грузинского ООО «Мтквари энергетика», Бизнес Грузия, 2.06.2016, www.bizzone.info.

¹⁰⁸ В. Дзагуто, Н. Скорлыгина, «Интер РАО» ушло из Армении, Коммерсантъ, 29.12.2016, www.kommersant.ru.

¹⁰⁹ Ang. *earnings before interest, taxes, depreciation and amortization* (zysk operacyjny przedsiębiorstwa przed potrąceniem odsetek od zaciągniętych zobowiązań oprocentowanych, podatków, amortyzacji wartości niematerialnych i prawnych oraz amortyzacji rzeczowych aktywów trwałych).

¹¹⁰ Т. Дятел, А. Константинов, «Интер РАО» отключается от Казахстана, Коммерсантъ, 29.04.2019, www.kommersant.ru.

¹¹¹ «Газпром» и EDF подписали Соглашение о сотрудничестве в сфере газовой электрогенерации в Европе, Газпром, 22.06.2012, www.gazprom.ru.

W czerwcu 2013 r. Gazprom podpisał zaś memorandum z włoskim koncernem Enel w sprawie kupna elektrowni na terenie Belgii, jednak transakcja nie została sfinalizowana¹¹².

Dotychczasowy udział Grupy w produkcji energii elektrycznej poza granicami Rosji jest nieznacznym. W 2018 r. wyniósł zaledwie 1,69 TWh (w latach 2016 i 2017 odpowiednio 0,78 i 1,09 TWh). Wiąże się on z produkcją energii w Armenii; Grupa jest właścicielem piątego bloku elektrowni ciepłej Razdańska¹¹³.

Wiosną 2019 r. Gazprom Energoholding przystąpił do budowy elektrowni ciepłych w Serbii. Realizowany wspólnie z kontrolowaną przez Gazprom Nieruchomości serbską spółką NIS projekt zakłada powstanie elektrowni o mocy 200 MW w miejscowości Pančevo. Ma ona służyć jako źródło energii elektrycznej dla rafinerii Gazprom Niefti w Serbii. Do chwili uruchomienia projektu jedynym aktywem zagranicznym Gazprom Niefti w sektorze elektroenergetycznym była elektrownia ciepła w Kownie, sprzedana przez holding w 2013 r. Koszt realizacji inwestycji w Pančevie ma wynieść ok. 180 mln euro, a stopa zwrotu – 14% w ciągu 10–12 lat. Około 20–30% kosztów przedsięwzięcia pokrywa Gazprom Energoholding, pozostała część ma być zapewniona w ramach finansowania projektowego przez Gazprombank. Oddanie elektrowni do użytku zaplanowano na 2020 r.¹¹⁴

Aktywność zewnętrzna **RusGidro** również ma charakter marginalny. Firma jest od 2011 r. właścicielem armeńskiej spółki Międzynarodowa Korporacja Energetyczna (MKE), do której należy siedem hydroelektrowni. W listopadzie 2019 r. pojawiły się jednak informacje o planach sprzedaży przez koncern 90% udziałów w MKE armeńskiej spółce Taszir¹¹⁵.

Łukoil – największy prywatny koncern naftowy w Rosji – również tylko nieznacznie angażuje się w zagraniczne projekty elektroenergetyczne. Firma jest właścicielem elektrowni wiatrowej w Rumunii o mocy 84 MW, a także elektrowni słonecznej o mocy 9 MW. Należące do koncernu jednostki wyprodukowały w 2018 r. 0,41 TWh energii elektrycznej¹¹⁶. Łukoil posiada także niewielką

¹¹² «Газпром» и Enel подписали документ о возможности приобретения электростанции «Марси-нелле Энергия», Газпром, 21.06.2013, www.gazprom.ru.

¹¹³ Годовой отчет 2018, op. cit.

¹¹⁴ «Газпром» начал строительство теплоэлектростанции в Сербии, Газпром, 7.03.2019, www.gazprom.ru.

¹¹⁵ Т. Дятел, П. Смертина, «РусГидро» сливается из Армении, Коммерсантъ, 28.11.2019, www.kommersant.ru.

¹¹⁶ Энергетика, www.lukoil.ru.

elektrownię słoneczną o mocy 1,25 MW w Bułgarii, która wykorzystywana jest na potrzeby rafinerii w Burgas¹¹⁷.

2. Eksport energii elektrycznej – kierunki i wolumeny

Ponieważ w czasach radzieckich obecny rosyjski system elektroenergetyczny był częścią Jednolitego Systemu Elektroenergetycznego ZSRR, nadal pracuje on w trybie zsynchronizowanym z systemami Białorusi, Litwy, Łotwy i Estonii, a także Gruzji, Azerbejdżanu, Kazachstanu, Ukrainy, Mongolii, Uzbekistanu oraz Kirgistanu (przez kazachską sieć elektroenergetyczną) i Mołdawii (przez sieć elektroenergetyczną Ukrainy). Ponadto dzięki liniom prądu zmiennego następuje wymiana energii elektrycznej z systemami separatystycznych republik gruzińskich – Abchazji i Osetii Południowej. Dodatkowo poprzez wstawki prądu stałego (umożliwiające przepływ energii elektrycznej między systemami o różnej synchronizacji prądu zmiennego) energia z Rosji trafia do Chin, Norwegii i Finlandii¹¹⁸.

Jedynym podmiotem, który eksportuje energię elektryczną wytwarzaną w kraju oraz importuje ją na rynek rosyjski, jest koncern Inter RAO JES. Handel zagraniczny realizuje on za pośrednictwem kontrolowanych przez siebie spółek tradingowych: RAO Nordic Oy (Finlandia i inne państwa skandynawskie), Inter RAO Lietuva, Inter RAO Latvia, Inter RAO Eesti i IRL Polska. Poza tym spółka zależna Inter RAO JES – WostocznaJa Energetičeskaja Kompanija (WEK) – odpowiada za dostawy energii do Mongolii i Chin¹¹⁹.

Skala eksportu rosyjskiej energii elektrycznej była w okresie 2013–2019 zbliżona do pułapów wytyczanych przez kluczowe dokumenty strategiczne. Zgodnie z założeniami *Strategii energetycznej Rosji do 2030 roku* FR miała eksportować w okresie 2013–2015 ok. 18–25 TWh prądu rocznie¹²⁰. Z wyjątkiem 2014 r. eksport utrzymywał się na poziomie 17–18 TWh rocznie. Głównymi odbiorcami rosyjskiej energii elektrycznej są dwa państwa członkowskie UE – Finlandia i Litwa. Szczegółowe zestawienie dotyczące eksportu zawiera wykres 12.

Osiągnięte wyniki były jednak bliższe minimalnemu przewidywanemu poziomowi eksportu energii elektrycznej. Co więcej, obserwowany w ostatnich

¹¹⁷ ВИЭ нужны самому! ЛУКОЙЛ продал энергетическую дочку в Болгарии, но солнечную электростанцию оставил себе, Neftegaz.RU, 10.05.2018, www.neftegaz.ru.

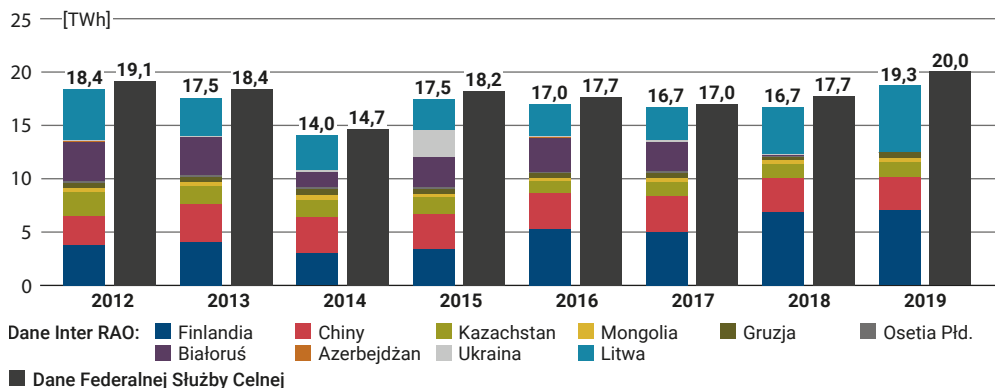
¹¹⁸ Основные характеристики российской электроэнергетики, Ministerstwo Energetyki Rosji, www.minenergo.gov.ru.

¹¹⁹ Zob. Структура группы, www.interra.ru.

¹²⁰ Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, op. cit.

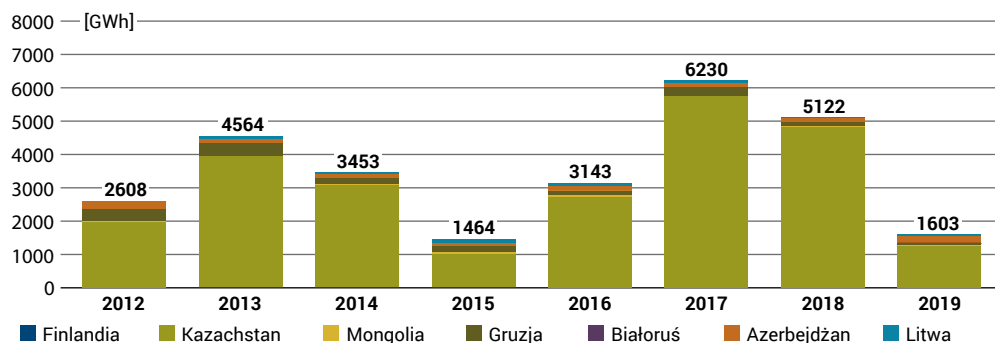
sześciu latach brak znaczącego wzrostu wolumenu eksportu elektroenergetycznego wskazuje na to, że trudno będzie zrealizować planowany na lata 2020–2022 cel podwojenia jego wielkości.

Wykres 12. Eksport energii elektrycznej z Rosji w latach 2012–2019



Źródło: dane Inter RAO, www.interrao.ru i FSC, www.customs.ru

Wykres 13. Import energii elektrycznej do Rosji w latach 2012–2019



Źródło: dane Inter RAO, www.interrao.ru

Jednym z celów rosyjskiej polityki w sektorze elektroenergetycznym było stworzenie możliwości eksportu energii elektrycznej zarówno na rynek europejski, jak i na rynki azjatyckie, jednak działania w tym zakresie nie przyniosły dotychczas spodziewanych rezultatów.

W przypadku **ryнку europejskiego** próby te zakończyły się fiaskiem. Brak zainteresowania ze strony odbiorców unijnych doprowadził do zamrożenia, a następnie do rezygnacji w czerwcu 2013 r. z planów budowy elektrowni

jądrowej w Kaliningradzie¹²¹. Mało realne wydają się także zamierzenia dotyczące eksportu na rynek UE energii elektrycznej, która ma być produkowana przez elektrownię jądrową w Ostrowcu na Białorusi. Takim scenariuszem nie są zainteresowane ani Litwa (największy krytyk białoruskiego projektu jądrowego), ani Polska¹²². Ponadto kraje bałtyckie przeprowadzają obecnie proces desynchronizacji z rosyjską i białoruską siecią elektroenergetyczną oraz synchronizacji z systemem UE, którego zakończenie planowane jest w 2025 r.¹²³

Poza sferę rozważań nie wyszły również projekty związane z planami wzrostu eksportu energii elektrycznej na **rynki azjatyckie**. Najbardziej ambitna koncepcja, rozważana jeszcze przez planistów koncernu RAO JES Rosii w latach 1998–2000, dotyczyła stworzenia tzw. wschodniego pierścienia energetycznego. Zakładała ona zbudowanie mostów energetycznych łączących Rosję z jej sąsiadami na Dalekim Wschodzie – Chinami, Japonią, Koreą Południową i Mongolią. Na początku XXI w. koszt realizacji tej inwestycji szacowano na 6,5 mld dolarów. Intensyfikacja konsultacji w sprawie projektu nastąpiła po 2011 r., po awarii japońskiej elektrowni jądrowej w Fukushima. Koncepcja była także jednym z tematów rozmów podczas szczytu APEC, który odbył się we wrześniu 2012 r. we Władywostoku¹²⁴. Główną przeszkodę w jej realizacji stanowią względy polityczne – zarówno dotyczące relacji rosyjsko-japońskich, jak i odnoszące się do problemu północnokoreańskiego (urzeczywistnienie koncepcji budowy mostu energetycznego z Koreą Południową zakładałoby konieczność zaangażowania ze strony Korei Północnej, co w obecnych warunkach wydaje się nierealne).

W świetle powyższego w najbliższych latach prognozowany jest systematyczny spadek eksportu rosyjskiej energii elektrycznej, głównie za sprawą zmniejszenia importu teź przez Finlandię oraz Litwę, która planuje – wraz z pozostałymi państwami bałtyckimi – desynchronizację z rosyjską i białoruską siecią elektroenergetyczną do końca 2025 r. Na tym tle całkowicie nierealistyczne wydają się prognozy zawarte w *Strategii energetycznej Rosji do 2030 roku* czy w pierwotnym projekcie *Strategii energetycznej Rosji do 2035 roku*. Pierwszy dokument zakładał, że eksport energii elektrycznej z Rosji wyniesie w latach 2020–2022 ok. 35 TWh, a w 2030 r. ok. 45–60 TWh (rocznie); drugi – że eksport w 2025 r.

¹²¹ Zob. szerzej M. Menkiszak, *Rosja zamraza budowę elektrowni jądrowej w Kaliningradzie*, OSW, 12.06.2013, www.osw.waw.pl.

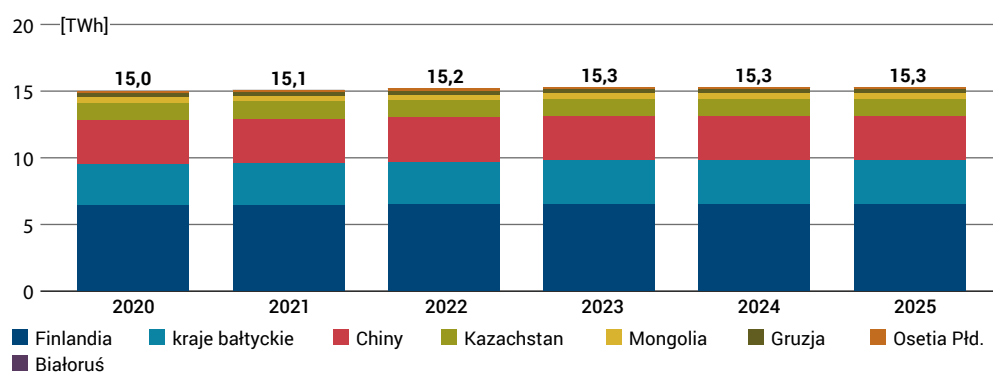
¹²² Szerzej zob. J. Hyndle-Hussein, S. Kardaś, K. Kłyński, pod red. W. Konończuka, *Kłopotliwa inwestycja. Białoruska elektrownia jądrowa w Ostrowcu*, OSW, Warszawa 2018, s. 22–24, www.osw.waw.pl.

¹²³ J. Hyndle-Hussein, *Wsparcie UE dla synchronizacji sieci elektroenergetycznych państw bałtyckich*, OSW, 30.01.2019, www.osw.waw.pl.

¹²⁴ Н. Семашко, *Энергетическое кольцо Востока*, Коммерсантъ, 17.10.2016, www.kommersant.ru.

wzrośnie do 23–35 TWh, w 2030 r. do 28–47 TWh, a w 2035 r. do 32–74 TWh (rocznie)¹²⁵. Dużo bardziej realistyczne są założenia najnowszej wersji *Strategii energetycznej Rosji do 2035 roku*, zatwierdzonej ostatecznie przez rosyjski rząd 9 czerwca 2020 r. Dokument przewiduje eksport energii na poziomie 15,3 TWh w 2025 r. oraz 9,9–10,9 TWh w 2035 r.¹²⁶ Podobne poziomy przewiduje także najnowsza redakcja *Schematu i programu rozwoju Jednolitego Systemu Energetycznego Rosji w latach 2019–2025*. Szczegółowe dane dotyczące prognozy eksportu energii elektrycznej zawiera wykres 14.

Wykres 14. Prognoza eksportu energii elektrycznej z Rosji w latach 2020–2025



Źródło: Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174, *op. cit.*

¹²⁵ Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, *op. cit.*

¹²⁶ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, *op. cit.*

ZAKOŃCZENIE

Ocena kondycji rosyjskiego sektora elektroenergetycznego nie jest jednoznaczna. Pod względem technicznym system ten funkcjonuje stabilnie. Rosja dysponuje obecnie mocami wytwórczymi wystarczającymi do zapewnienia prawidłowego funkcjonowania gospodarki państwa. Systematycznie realizowane są projekty modernizacji infrastruktury, maleje też liczba awarii. Krajowy rynek elektroenergetyczny boryka się natomiast z szeregiem problemów, z których najważniejsze to: niski stopień jego konkurencyjności, stosowana polityka taryfowa oraz mechanizmy wykorzystywane przez państwo w celu korygowania cen energii.

Choć wprowadzana w latach 2000–2008 reforma sektora elektroenergetycznego zakładała tylko częściową jego liberalizację i prywatyzację przy zachowaniu kontroli rosyjskich władz nad wybranymi elementami systemu, w rzeczywistości nastąpił wzrost znaczenia państwa również w liberalizowanych obszarach. Podmioty państwowe lub kontrolowane przez władze odgrywają dominującą rolę w segmencie nie tylko produkcji, lecz także przesyłu i dystrybucji. Wiele wskazuje na to, że procesy te będą kontynuowane, co wpisывałoby się w trendy charakterystyczne dla innych sektorów rosyjskiej energetyki, szczególnie branży naftowej.

Utrzymanie kluczowej roli państwa w elektroenergetyce i odwrócenie procesów zainicjowanych w ramach reform z początku XXI w. mogą jednak wiązać się z poważnymi wyzwaniem dotyczącymi zarządzania sektorem. Istnieje ryzyko, że nasilą się one szczególnie w horyzoncie średnioterminowym, kiedy zbliżyć się będzie koniec czwartej i formalnie ostatniej kadencji prezydenckiej Władimira Putina, który pozostaje głównym decydującym w sprawach dotyczących rosyjskiej polityki energetycznej. Mimo tych prognoz wiele wskazuje na to, że w najbliższych latach proces wzmocnienia roli państwa w sektorze będzie kontynuowany.

SZYMON KARDAŚ

Prace nad tekstem zakończono w czerwcu 2020 roku.

ANEKSY

Aneks 1. Prognozy produkcji energii elektrycznej (w TWh)

	Strategia energetyczna Rosji do 2030 roku				
	2005	2008	2013–2015	2020–2022	2030
Elektrownie jądrowe	149	163	194–220	247–282	356–437
Hydroelektrownie i OZE	175	167,5	181–199	224–240	319–422
Elektrownie kondensacyjne	277	322	299–423	432–592	620–873
Elektrownie ciepłne	352	385	385–403	441–447	478–505
	Strategia energetyczna Rosji do 2035 roku				
	2024		2035		
Elektrownie jądrowe	201,5		227–245,5		
Hydroelektrownie i OZE	188–203,7		207,5–229,9		
Elektrownie kondensacyjne	b.d.		b.d.		
Elektrownie ciepłne	b.d.		b.d.		

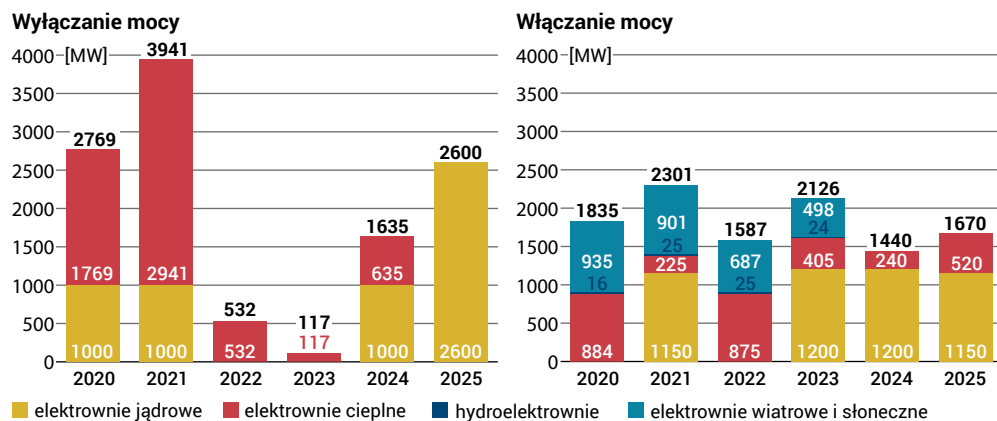
Źródła: *Энергетическая стратегия России на период до 2030 года*, za: Консорциум «Кодекс», www.docs.cntd.ru; *Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года*, Министерство Энергетики Rosji, www.minenergo.gov.ru.

Aneks 2. Prognoza zużycia poszczególnych rodzajów surowców do produkcji energii elektrycznej (w mln ton umownego paliwa)

	2008	2013–2015	2020–2022	2030
Gaz	214	210–222	233–237	265–266
Węgiel	79	74–101	97–137	131–185
Mazut	5	5–6	6–7	6–7
Łącznie	304	296–333	348–388	416–460

Źródło: Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, за: Консорциум «Кодекс», www.docs.cntd.ru.

Aneks 3. Prognoza wyłączenia i włączania mocy generacyjnych w latach 2020–2025



Źródło: Приказ Минэнерго России от 28.02.2019 №174, op. cit.