

КРИЗИС ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ В СТРАНАХ ЕВРОСОЮЗА: ДИНАМИКА, ДВИЖУЩИЕ СИЛЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ЖУКОВ Станислав Вячеславович, чл.-корр. РАН, д.э.н., zhukov@imemo.ru, Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова Российской академии наук, Москва, Россия
ORCID: 0000-0003-2021-2716

РЕЗНИКОВА Оксана Бениаминовна, к.ист.н., rezxana@yandex.ru, Центр энергетических исследований, Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова Российской академии наук, Москва, Россия
ORCID: 0000-0002-9742-5026

В большинстве исследований текущего кризиса в электроэнергетике стран Евросоюза предлагается упрощенный подход к трактовке его динамики и причин. В данной статье подход расширен: во-первых, кризис в европейской электроэнергетике рассмотрен с учетом долгосрочных тенденций ее развития. Во-вторых, детально проанализированы главные тренды в динамике развития отдельных секторов электроэнергетики и в разрезе стран – членов Евросоюза. Такой подход позволил сделать следующие принципиальные выводы: кризис в электроэнергетике ЕС начался в 2021 г. и был обусловлен ошибками регуляторов, задавших слишком высокие темпы строительства генерирующих мощностей в «зеленой» энергетике и выводом из эксплуатации мощностей, традиционно обеспечивавших базовую загрузку в системе; кризис 2022 г. был спровоцирован ненадежностью атомной генерации из-за устаревания реакторов, а также сбоями в работе гидроэнергетики из-за долгосрочного изменения климата. Экзогенный шок, порожденный геополитическим кризисом на Украине и вокруг Украины стал важным фактором входа европейской электроэнергетики в затяжной кризис; Еврокомиссия и некоторые крупнейшие европейские страны предложили для выхода из кризиса ускорить строительство генерирующих мощностей в солнечной и ветровой энергетике и при этом переложить издержки энергетического перехода, цена которого заметно выросла, на конечных потребителей электроэнергии. В ЕС есть представительная группа стран, национальные климатические стратегии которых базируются в том числе и на развитии атомной энергетике, что требует развития рынка мощностей; в целом в ЕС цены на электроэнергию перешли на более высокую траекторию, а дальнейшее развитие «зеленой» энергетике будет безальтернативно толкать цены на электроэнергию вверх.

Ключевые слова: электроэнергетика, кризис, новые возобновляемые источники энергии, генерирующие мощности, устройство рынка электроэнергии, рынок мощности, цена энергетического перехода, Евросоюз.

JEL: E3, H23, P11, P18.

DOI: 10.47711/0868-6351-202-90-104

Динамика кризиса. В 2022 г. совокупное потребление электроэнергии в странах Евросоюза снизилось на 3%. Исключая ковидный 2020 г., это самое глубокое снижение спроса на электроэнергию в ЕС после глобального финансово-экономического кризиса 2009 г. (рис. 1).

Международное энергетическое агентство (МЭА) в качестве основной причины сокращения потребления электроэнергии в странах Евросоюза выделило рост цен, вызвавший деструкцию спроса, особенно со стороны промышленных потребителей [1]. Действительно, на рынке электроэнергии на сутки вперед в крупнейших экономиках ЕС, включая Германию, Францию, Италию и Испанию, с марта 2022 г. наблюдался

значительный рост цен (рис. 2), а в августе 2022 г. цена электроэнергии на спотовых рынках Германии, Франции и Италии в 12-13 раз превысила уровень 2019 г.

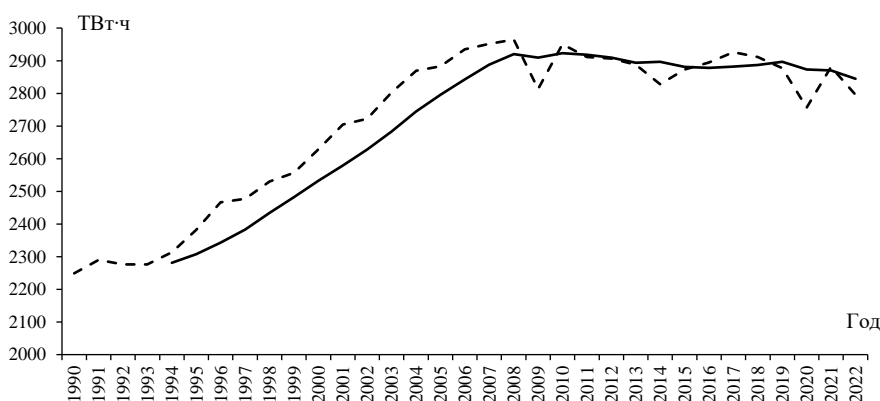


Рис. 1. Динамика спроса на электроэнергию в странах Евросоюза:
 --- текущее значение; — 5-летнее скользящее среднее

Источник: составлено и рассчитано по данным [2; 3].

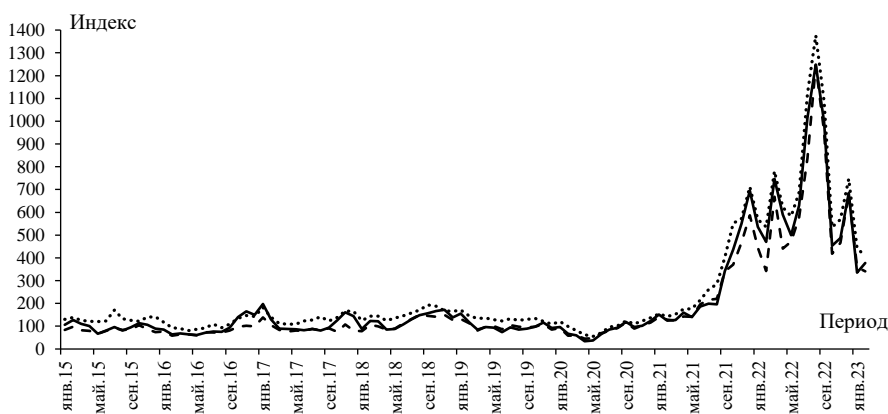


Рис. 2. Помесячная динамика индекса оптовых цен на электроэнергию на день вперед в трех крупнейших экономиках ЕС в 2015-2023 гг., 2019=100:

--- Германия; — Франция; ••• Италия

Источник: составлено и рассчитано по данным [4].

Важно, однако, отметить, что первый ценовой шок в европейской электроэнергетике наблюдался в 2021 г. Цены на электроэнергию в четвертом квартале 2021 г. в Германии, Испании и Франции оказались в три-четыре раза выше по сравнению со средним уровнем последнего квартала за 2016-2020 гг. Причины такого значительного роста цен на электроэнергию пока не получили должного освещения в научной литературе.

На протяжении многих лет Еврокомиссия и национальные регуляторы стран-членов Евросоюза продвигали через законодательные решения и специальные программы создание единого европейского рынка электроэнергии с высокой долей новых возобновляемых источников энергии, в том числе с целью снижения оптовых цен. Резкий скачок цен на электроэнергию в 2021 г. а затем и в 2022 г. поставил под сомнение возможность достижения этой цели. Европейские регуляторы и политики пытаются связать ценовые скачки последних двух лет исключительно

с неожиданным ростом цен на природный газ, а также с попытками России манипулировать экспортными поставками газа и с последовательным сокращением этих поставок с весны 2022 г. [5]. Такое удобное объяснение позволяет списать кризис электроэнергетики на внешние факторы и уйти от обсуждения реальных проблем, возникающих при переходе к «зеленой» электроэнергетике в рамках долгосрочной стратегии ЕС по декарбонизации.

Два кризиса в электроэнергетике ЕС – 2021 и 2022 гг. И МЭА и европейские регуляторы фактически проигнорировали кризис 2021 г. Регуляторы посчитали, что в исключительной ситуации, вызванной снятием антиковидных ограничений на экономику и мобильность, быстрый восстановительный отскок в мировой экономике подтолкнул рост цен на газ, что, в свою очередь, привело к повышению цен на электроэнергию. Полагалось, что это временное явление, и к весне 2022 г. цены стабилизируются, хотя и останутся выше тех, что сложились в предыдущие годы. В долгосрочном плане опережающее развитие новых возобновляемых источников энергии (НВИЭ) и декарбонизированной энергосистемы приведет к снижению цен.

Дизайн рынка электроэнергии, основанный на маржинальной цене замыкающего энергоносителя, в очередной раз был признан эффективным. Как подчеркнула Еврокомиссия: «Существует общий консенсус, что маржинальная модель ценообразования является самой эффективной для либерализованных рынков электроэнергии, так как генерирующие станции не заинтересованы в том, чтобы выставлять цену, превышающую их фактические операционные издержки. Другие модели приводят к менее эффективным результатам и благоприятствуют спекуляции в ущерб потребителям» [6; 7]. Комиссия специально отметила, что рост цен не является результатом реализации климатической стратегии Евросоюза и переложила ответственность на Газпром, который, хотя и выполнил свои долгосрочные контракты по экспорту газа, не предложил совсем или предложил мало газа сверх своих обязательств [6; 7]. Еврокомиссия заявила, что цены на электроэнергию из возобновляемых источников остаются более низкими и стабильными в сравнении с ценами на ископаемое топливо [6; 7]. Также Еврокомиссия признала определенный вклад роста цен на разрешения на выбросы парниковых газов в европейской торговой системе EU ETS в повышение цены электроэнергии, но, по предложенным ею арифметическим расчетам, этот вклад был в девять раз ниже вклада роста цен на газ. Более того, было отмечено, что именно цены на газ раскрутили цены на разрешения на эмиссии [6; 7]. Выводы Еврокомиссии опирались на анализ отраслевых регуляторов энергетики, которые связали рост цен на электроэнергию с повышением цен на газ и сделали вывод, что дизайн рынка оказался оптимальным и позволил справиться с кризисной ситуацией, а вклад таких вторичных факторов как повышение цен на уголь и выбросы парниковых газов, необычно холодная зима и жаркое лето, а также перебои в работе ветровой энергетики и гидроэнергетики в рост цен был незначительным [8; 9].

Мы считаем, что самое удачное определение причин кризиса в европейской электроэнергетике в 2021 г. дал профессор университета Оксфорда Д. Хелм, который справедливо отметил, что везение или зависимость от погоды в принципе не позволяет обеспечить надежную работу энергетической системы [10]. На протяжении длительного времени страны ЕС целенаправленно развивали ветровую и солнечную генерацию, имманентными характеристиками которых являются низкая энергетическая плотность, прерывистость и стохастическая непредсказуемость генерируемого энергетического потока, критически зависящего от погодных условий. В 2021 г. доля солнечной и ветровой энергетики в совокупных установленных мощностях ЕС по электрогенерации достигла 38%, увеличившись по

сравнению с 2010 г. на 22 проц. п (рис. 3). Возрастание доли источников с переменной генерацией наблюдается на фоне абсолютного снижения мощностей, работающих на ископаемых топливах, и атомной генерации, причем в 2020 и 2021 гг. вывод этих мощностей из эксплуатации ускорился.

В 2021 г. ЕС «не повезло» – слабая ветровая активность в Великобритании (которая плотно встроена в общеевропейский рынок электроэнергии), проблемы в гидроэнергетике и слабая солнечная активность в отдельных странах вызвали временный дефицит электрогенерации. «Везение», говоря словами Д. Хелма, закончилось.

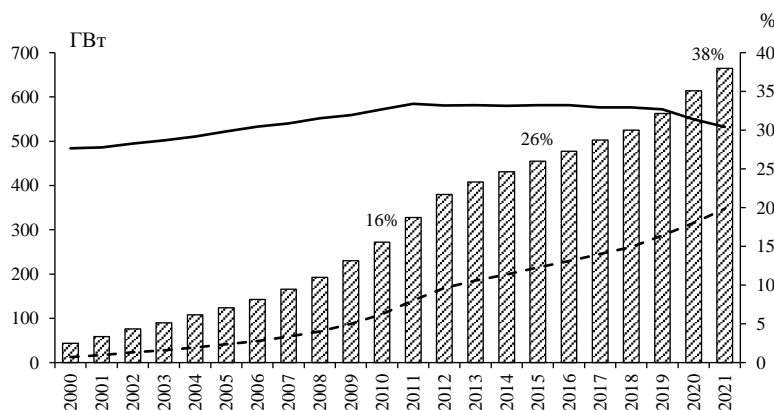


Рис. 3. ЕС: динамика мощностей по электрогенерации, — — — солнечная и ветровая энергетика; — — — ископаемые топлива и атомная энергетика; ▨ доля солнечной и ветровой энергетика в совокупных мощностях (правая шкала)

Источник: рассчитано по данным [2].

На рис. 4 представлена помесечная генерация электроэнергии в ветровой энергетике ЕС и Великобритании в 2021 г. в сравнении с предыдущим годом нарастающим итогом. Дефицит генерации из-за слабого ветра сформировался весной и сохранялся на протяжении всего года. Процессы производства и потребления электроэнергии совпадают по времени (с поправкой на использование систем хранения электроэнергии, которые пока распространены незначительно), а нарушение нормального режима работы энергетической системы, особенно блэкаут, оборачивается очень существенными издержками. Поэтому в электросети даже очень краткосрочная ценовая волатильность распространяется практически мгновенно, ускоряя рост цен на электроэнергию и цен балансировки системы в целом.

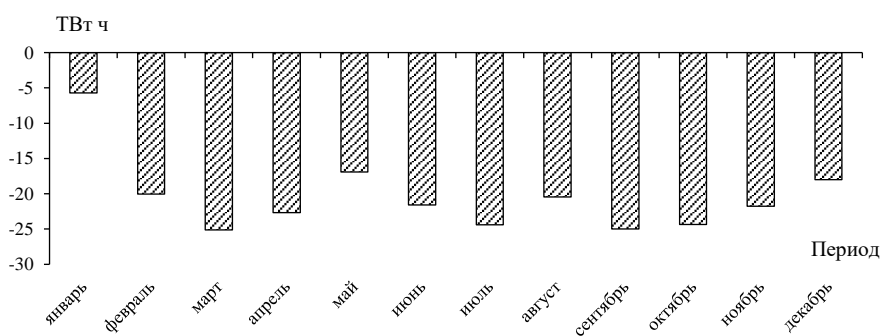


Рис. 4. Помесечная ветровая электрогенерация в ЕС и Великобритании в 2021 г. в сравнении с 2020 г. накопленным итогом

Источник: рассчитано по данным [11].

Повышение доли новых возобновляемых источников энергии в совокупной генерации многократно усиливает этот процесс. В силу того, что балансирование энергосистемы должно поддерживаться непрерывно, нехватка ветровой генерации должна была быть немедленно компенсирована другими генерирующими мощностями. В принципе, это и произошло, но пришлось заплатить дорогую цену. Уже в июне 2021 г. цена на электроэнергию в крупнейших экономиках ЕС превысила уровень декабря 2020 г. в полтора-два раза, а в декабре 2021 г. – более чем в пять раз (рассчитано по данным [4]). Европейские регуляторы выстроили такую модель рынка электроэнергии, в которой доминируют спотовые продажи, цены в сохраняющихся долгосрочных контрактах привязаны к цене спотового рынка, недостаточно развит рынок мощности, и цена электроэнергии для конечных покупателей определяется ценой маржинального, самого дорогого первичного энергоисточника. Такими маржинальными энергоисточниками в 2021 г. оказались уголь и газ.

Значимый вклад в повышение цен на электроэнергию внес рост цен разрешений на эмиссию парниковых газов в Европейской торговой системе EU ETS и системе торговли эмиссиями Великобритании UK ETS. Цена разрешений на тонну выбросов CO₂ в EU ETS в декабре 2021 г. достигла 80 евро, увеличившись по сравнению с январем того же года в 2,6 раза (рис. 5).

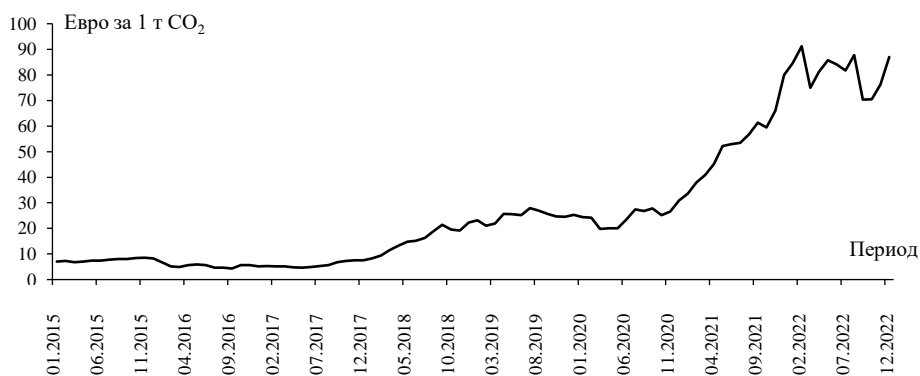


Рис. 5. Помесячная динамика цен разрешений на эмиссию углерода в EU ETS, евро за 1 т CO₂

Источник: составлено и рассчитано по данным [12].

Если в 2021 г. кратный рост цен на электроэнергию не сопровождался снижением ее генерации, то в 2022 г. совокупная выработка электроэнергии в ЕС сократилась на 3% (табл. 1). При этом самый глубокий спад производства наблюдался в гидроэнергетике и атомной энергетике.

Таблица 1

ЕС: увеличение/снижение электрогенерации в разрезе первичных энергоисточников в 2020-2022 гг., ТВт·ч и %

Вид энергии	2021 г. к 2020 г.		2022 г. к 2021 г.	
	ТВт·ч	%	ТВт·ч	%
Всего	125	4,5	-85	-3,0
Угольная генерация	67	18,9	28	6,6
Газовая генерация	-9	-1,6	5	0,8
Гидроэнергетика	1	0,4	-66	-18,8
Атомная энергетика	48	7,1	-119	-16,2
Солнечная энергия	19	12,8	39	24,1
Ветровая энергия	-11	-2,8	33	8,6
Биоэнергетика	7	4,1	-3	-1,6
Прочие ископаемые топлива	3	3,3	-3	-2,5
Прочие НВИЭ	-0,2	-2,8	-0,3	-4,8

Источник: рассчитано по данным [2].

Наращивание генерации ветровыми, солнечными, угольными и газовыми электростанциями не смогло компенсировать этот спад. Поэтому вывод европейских энергорегуляторов и Международного энергетического агентства о решающем вкладе цен на газ в раскручивании цен на электроэнергию [13; 14] представляется не вполне верным. Близка к истине позиция американских экспертов, которые справедливо отметили, что в электроэнергетике Евросоюза развивается собственный кризис, движущие силы которого не связаны с кризисом в газовом секторе [15]. В 2022 г. цены на электроэнергию в ЕС резко выросли не только и не столько из-за экзогенного шока на рынке природного газа. Более того, провалы в гидрогенерации и атомной генерации сами были источниками роста спроса и цен на газ.

Это подтверждается и тем, что более 90% снижения электрогенерации в ЕС в 2022 г. пришлось только на одну страну – Францию (табл. 2), основу энергетической системы которой составляет атомная энергетика.

Таблица 2

ЕС: увеличение/снижение электрогенерации в разрезе стран – членов, ТВт·ч и %

Страна	2021 г. к 2020 г.		2022 г. к 2021 г.	
	ТВт·ч	%	ТВт·ч	%
Австрия	-2	-3,2	-2	-3,4
Бельгия	11	12,7	-4	-4,5
Болгария	7	17,6	3	6,9
Хорватия	2	14,2	-1	-6,6
Кипр	0	5,6	0	5,3
Чехия	4	4,5	1	1,6
Дания	4	15,1	1	4,1
Эстония	1	18,3	1	16,0
Финляндия	3	4,1	1	1,1
Франция	23	4,4	-81	-14,7
Германия	15	2,6	1	0,1
Греция	6	13,5	-2	-4,0
Венгрия	1	3,4	0	-1,2
Ирландия	0	-1,2	2	7,3
Италия	8	3,0	-8	-2,6
Латвия	0	2,3	-1	-13,5
Литва	0	-7,9	0	0,0
Люксембург	0	0,8	0	-3,3
Нидерланды	-1	-1,0	-1	-0,6
Польша	22	13,8	0	0,2
Португалия	-2	-4,1	-2	-5,0
Румыния	4	6,3	-3	-4,8
Словакия	1	5,1	-3	-9,8
Словения	-1	-7,7	-2	-14,9
Испания	11	4,3	14	5,2
Швеция	8	4,9	0	-0,1
ЕС27	125	4,5	-85	-3,0

Источник: рассчитано по данным [2].

Атомная энергетика. Генерация на атомных электростанциях в ЕС достигла пика в 2004 г. и с того момента последовательно снижалась (рис. 6). В 2020-2022 гг. это снижение ускорилось. Наиболее заметно выработка электроэнергии атомными реакторами сократилась во Франции и Германии (табл. 3). Германия, выполняя стратегические установки по выходу из атомной энергетике, продолжала закрывать ядерные реакторы, невзирая на кризис. Во Франции атомная генерация в 2022 г. снизилась до самого низкого с 1988 г. уровня [16]. Причиной стала остановка ряда реакторов из-за коррозии металла. В марте 2022 г. средний возраст действующих французских реакторов достиг 37 лет [17]. Дефицит генерации заставил оператора реакторов компанию EDF покупать электроэнергию на спотовом рынке, что толкнуло вверх цены как на электроэнергию, так и на природный газ и уголь. Проблемы

атомной энергетики во Франции имеют структурный характер, так как обусловлены прогрессирующим устареванием и отказами оборудования [18]. В марте 2023 г. на двух действующих атомных реакторах были обнаружены новые дефекты [19], что ставит под сомнение выполнение целевых установок по восстановлению атомной генерации до предкризисного уровня в краткосрочной и среднесрочной перспективе.



Рис. 6. ЕС: динамика электрогенерации на атомных электростанциях:
— — — текущее значение; — 5-летнее скользящее среднее

Источник: рассчитано по данным [2; 3].

Таблица 3

Генерация электроэнергии на атомных электростанциях в странах ЕС
в 1990-2022 гг., ТВт·ч

Страна	1990 г.	2000 г.	2010 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2021 г. к 2020 г.	2022 г. к 2021 г.
Бельгия	43	48	48	34	50	44	16	-6
Болгария	15	18	15	17	16	16	-1	0
Чехия	13	14	28	30	31	31	1	0
Германия	152	170	141	64	69	37	5	-32
Испания	54	62	62	58	57	58	-1	1
Франция	314	415	429	354	379	297	25	-82
Литва	17	8	0	0	0	0	0	0
Венгрия	14	14	16	16	16	16	0	0
Нидерланды	4	4	4	4	4	4	0	0
Румыния	0	5	12	11	11	11	0	0
Словения	5	5	6	6	6	6	0	0
Словакия	12	16	15	15	16	16	1	0
Финляндия	19	22	23	23	24	25	1	1
Швеция	68	57	58	49	53	51	4	-2
ЕС-27	729	860	854	684	732	613	48	-119

Источник: рассчитано по данным [2; 3].

Гидроэнергетика. Гидроэнергетика в странах ЕС сталкивается с кризисом, обусловленным изменениями климата. В 2022 г. Европа пережила самую сильную засуху за последние пятьдесят лет [1]. Во Франции, например, выработка электроэнергии гидроэлектростанциями из-за засухи упала до самого низкого уровня с 1976 г. [16]. Производство электроэнергии в этом секторе в ЕС в 2022 г. снизилось на 66 ТВт·ч или 19% (табл. 4). Это составило всего 2,3% от совокупной электрогенерации. Аналогичные по объему электрогенерации спады в гидроэнергетике ЕС переживал в 2002,

2011 и 2017 гг., однако в те годы дефицит электроэнергии легко компенсировался за счет наращивания ее генерации в угольной, атомной и газовой энергетике, что в 2022 г. было уже невозможно.

Таблица 4

ЕС: динамика гидрогенерации в 1991-2022 гг.

Год	Прирост объема генерации к предыдущему году		
	ТВт·ч	в % от генерации в гидроэнергетике	в % от совокупной генерации
1991	13	4,6	0,6
1992	13	4,4	0,6
1993	6	1,9	0,3
1994	8	2,7	0,4
1995	2	0,6	0,1
1996	4	1,1	0,2
1997	3	0,9	0,1
1998	13	4,0	0,5
1999	-1	-0,4	-0,1
2000	11	3,3	0,4
2001	23	6,6	0,9
2002	-61	-16,3	-2,2
2003	-8	-2,5	-0,3
2004	19	6,1	0,7
2005	-16	-5,0	-0,6
2006	3	1,0	0,1
2007	-2	-0,7	-0,1
2008	18	5,8	0,6
2009	3	1,0	0,1
2010	43	13,0	1,5
2011	-64	-17,3	-2,2
2012	24	7,9	0,8
2013	36	11,0	1,3
2014	2	0,6	0,1
2015	-34	-9,2	-1,2
2016	10	2,9	0,3
2017	-51	-14,8	-1,8
2018	50	16,8	1,7
2019	-24	-6,8	-0,8
2020	27	8,4	0,9
2021	1	0,4	0,1
2022	-66	-18,8	-2,3

Источник: рассчитано по данным [2; 3].

Принимая во внимание то обстоятельство, что за последние 30 лет темпы повышения температуры в Европе более чем вдвое превышали среднемировые, а в 2023-2027 гг. глобальное потепление будет идти рекордно высокими темпами, гидроэнергетика перестает быть надежным сектором по генерации электроэнергии [20; 21].

Угольная генерация. Закрытие угольных электростанций, без чего невозможно достижение целей по сокращению эмиссии парниковых газов, является важной стратегической целью стран Евросоюза. В ЕС в целом выработка электроэнергии на угольных электростанциях стагнировала начиная с 1990 г. и вплоть до глобального финансово-экономического кризиса 2008/2009 гг. (рис. 7). После кризиса и особенно после 2016 г. выход из угольной электроэнергетики ускорился. Однако в кризисный 2022 г. в Европе было реактивировано 26 угольных реакторов [22], что позволило частично компенсировать сокращение генерации в атомной энергетике и гидроэнергетике. Цена на разрешения на эмиссию парниковых газов на EU ETS в 2022 г., хотя и перестала расти, оставалась на высоком уровне в коридоре 70-90 евро за т CO₂ (см. рис. 5), но из-за очень высоких цен на газ угольная генерация была более вы-

годна в сравнении с газовой. При этом стратегическая линия на максимально быстрый выход из эмитирующей значительные объемы парниковых газов угольной генерации в ЕС сохраняется.

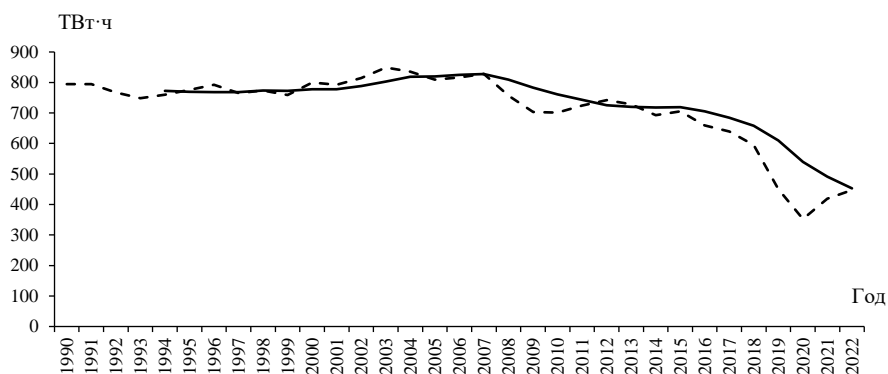


Рис. 7. ЕС: динамика электрогенерации на угольных электростанциях
 --- текущее значение; — 5-летнее скользящее среднее

Источник: рассчитано по данным [2; 3].

Газовая генерация. Динамика газовой генерации в ЕС в последние три десятилетия была волнообразной (рис. 8). В 1990-2008 гг. выработка электроэнергии газовыми станциями возросла в три раза до почти 615 ТВт·ч, хотя и со сравнительно низкого уровня. В 2009-2014 гг. газовая генерация ощутимо снизилась, главным образом, из-за высокой цены нефти, к которой в тот период были привязаны европейские цены на газ. В 2015-2019 гг. газовая генерация вновь начала расти, частично заменяя вывод из эксплуатации угольных и атомных электростанций и страхуя прерывистую генерацию в солнечной и ветровой энергетике.

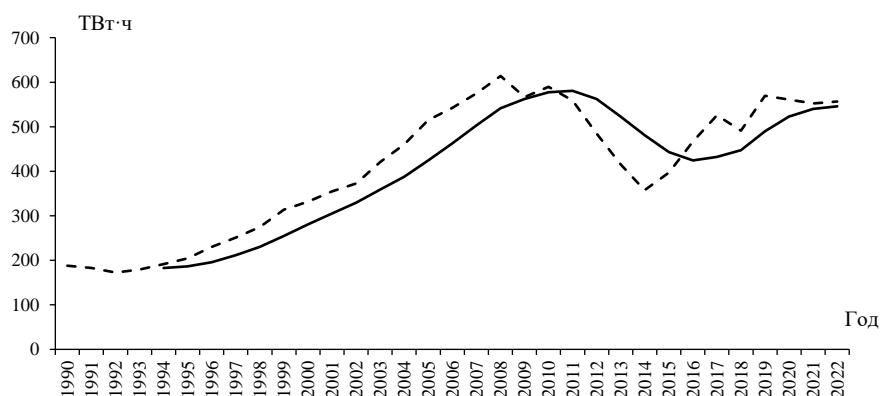


Рис. 8. ЕС: динамика электрогенерации на газовых электростанциях
 --- текущее значение; — 5-летнее скользящее среднее

Источник: рассчитано по данным [2; 3].

В перспективе, по мере увеличения доли НВИЭ в совокупной генерации, параллельно необходимо наращивать и мощности газовых электростанций, выполняющих страховочную функцию. Однако наращивание мощностей не обязательно будет сопровождаться увеличением их полезной нагрузки. В современной концепции перестройки энергосистемы Евросоюза газовой генерации отводится роль балансира, которую к тому же придется делить с промышленными системами хранения электроэнергии.

Ответ ЕС на кризис – ускорение энергетического перехода. Ответом Еврокомиссии на кризис в электроэнергетике стали планы по ускорению перехода к энергосистеме, опирающейся на новые возобновляемые источники энергии. Основное внимание уделено двум моментам: во-первых, ускорению строительства генерирующих мощностей в солнечной и ветровой энергетике; во-вторых, созданию стимулов для инвесторов в «зеленую» энергетику.

Согласно программе «RePowerEU» к 2030 г. в Евросоюзе должно быть введено 510 ГВт мощностей в ветровой и 592 ГВт в солнечной энергетике, что больше, чем в достаточно напряженной программе «Fit-For-55» (рис. 9).

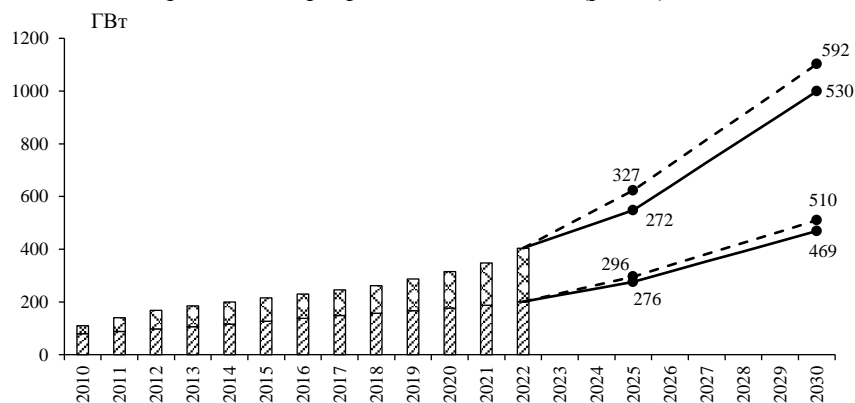


Рис. 9. ЕС: планы строительства мощностей генерации в солнечной и ветровой энергетике

☐ солнечная энергетика факт; ☒ ветровая энергетика факт
 — ветровая энергетика Fit-For-55; - - - ветровая энергетика REPowerEU;
 — солнечная энергетика Fit-For-55; - - - солнечная энергетика REPowerEU

Источник: [23].

В январе 2023 г. Еврокомиссия инициировала дискуссию о реформе рынка электроэнергии, которая должна решить три задачи: во-первых, защитить потребителей от высоких цен на электроэнергию; во-вторых, повысить устойчивость энергосистемы к разнообразным шокам; в-третьих, ускорить переход к «зеленой» энергетике. В марте 2023 г. после консультаций с заинтересованными участниками рынка Еврокомиссия опубликовала предложения по реформированию рынка электроэнергии [24; 25], которые еще будут обсуждаться на экспертном и политическом уровне. Первичный анализ показывает, что главная цель предлагаемых корректировок заключается в создании условий для ускорения продвижения НВИЭ.

Для этого Еврокомиссия предложила внедрить в практику энергорынка долгосрочные контракты на покупку электроэнергии (power purchase agreements – PPAs) и двусторонние контракты на ценовую разницу (contracts for difference – CFDs) (т. е. контракты с закрепленной минимальной установленной и максимально допустимой ценой). Заключаемые напрямую между покупателями и продавцами электроэнергии контракты PPAs по согласованной фиксированной цене сроком на 5-15 лет в настоящее время практикуются в Испании и Швеции, но заключаются такие контракты с крупными промышленными потребителями электроэнергии. Еврокомиссия ставит задачу распространить такие контракты на все страны ЕС и все категории потребителей [26]. Также предложены меры по повышению надежности и эффективности энергосистемы за счет более гибкого управления спросом с помощью опережающей цифровизации электроэнергетики [24].

В целом развитие контрактов должно в перспективе увеличить глубину рынка, сдвинуть его от исключительно спотовой торговли. Но главное, для инвесторов

в НВИЭ контракты обеспечат стабильный долговременный доход, что повысит инвестиционную привлекательность сектора, а правительству позволят сократить прямое субсидирование развития «зеленой» энергетики за счет перекладывания расходов на потребителей электроэнергии.

Предложив радикальное ускорение энергетического перехода, Еврокомиссия оставила для более обстоятельного обсуждения анализ глубинных причин кризиса и таких фундаментальных вопросов как механизм ценообразования в энергосистеме с преобладанием НВИЭ, устройство рынков генерирующих мощностей и отраслевой структуры электрогенерации. Предложения преследуют цель сбить краткосрочную ценовую волатильность на рынке электроэнергии и сформировать новую систему стимулов и гарантий для инвесторов в НВИЭ.

С точки зрения текущих издержек ветровая и солнечная энергетика действительно сравнительно дешевы, о чем свидетельствует динамика такого показателя как приведенная стоимость электроэнергии LCOE (Levelized Costs of Electricity) в зависимости от технологии. Однако показатели LCOE не учитывают издержки по интеграции НВИЭ в общую энергосистему и поддержанию устойчивой работы последней. Для полного учета всех издержек используются такие интегральные показатели как полные приведенные системные издержки LFSCOЕ (Levelized Full System Costs of Electricity) и SystemLCOE (System Levelized Costs of Electricity). Моделирование по американским и европейским данным показывает, что издержки по системной интеграции солнечной и ветровой энергетики в разы превышают аналогичные показатели для газовых электростанций. Причем эти издержки возрастают по мере повышения вклада НВИЭ в совокупную генерацию электроэнергии [27; 28].

Наряду с Еврокомиссией новые стратегии развития энергетики формируют сами страны-члены ЕС, на которых, собственно, и лежит ответственность за ее стабильное и эффективное развитие. Еврокомиссия лишь определяет идеологию развития энергетических рынков и формирует общеевропейские фонды для поддержки трансформации этих рынков. Национальные энергетические стратегии в Евросоюзе значительно различаются. Проиллюстрируем этот тезис на примере Германии и Польши.

Германия. В 2022 г. Германия законодательно утвердила новую стратегию развития энергетики, еще больше подчинив последнюю достижению климатических целей [29]. Достижение климатической нейтральности признано общественным благом, любые меры экономической и технологической политики должны быть подчинены обеспечению этого блага [30]. Сердцевинной энергетической стратегии Германии является ускоренное развертывание солнечной и ветровой энергетики и вывод из эксплуатации угольных и атомных электростанций (табл. 5). К 2030 г. доля возобновляемых источников в потреблении электроэнергии должна возрасти до 80%, что позволит стране достичь климатической нейтральности к 2045 г. Также планируется построить 17-25 ГВт новых мощностей в газовой генерации, которые впоследствии будут переведены на водород [31].

Таблица 5

Германия: планируемый ввод мощностей в электроэнергетике, ГВт

Энергетика	2022 г. факт	2030 г.	2037 г.	2040 г.	2047 г.
Ветровая	66	147	209-220	230	230-250
оншорная	58	117	158-162	160	160-180
офшорная	8	30	51-59	70	70
Солнечная	67	215	345	400	400-445
Электролизеры	<0,1	...	28-40	...	50-80

Источники: [31; 32].

Принципиально изменен механизм финансирования развития НВИЭ. Начиная с 2000 г. их развитие через специальный налог оплачивали домохозяйства. В 2022 г. этот налог был отменен, с 2023 г. солнечная и ветровая энергетика будут субсидироваться напрямую федеральным правительством Германии. До 2026 г. на эти цели из бюджета будет выделено 28 млрд евро [33]. Домохозяйства же, как и другие потребители, будут поддерживать энергетический переход, покупая электроэнергию по значительно более высоким ценам.

Польша. Энергетическая стратегия Польши не вписывается в господствующую в ЕС идеологию энергетического перехода. В специальной рабочей записке для Еврокомиссии Польша заявила о «неограниченном праве» стран-членов формировать рынки мощности, страхующие прерывистые ветровую и солнечную генерацию [34]. Наряду с этим Польша поддерживает практику заключения покупателями и продавцами электроэнергии долгосрочных контрактов с фиксированными ценами. Еще в 2018 г., когда в ЕС проходила реформа рынков мощности, Польша сумела добиться для себя признания нерушимости долгосрочных контрактов на продажу электроэнергии угольными электростанциями [35].

По мнению польских регуляторов, цены на электроэнергию должны находиться на таких уровнях, которые способствуют долгосрочному экономическому росту. Только национальные правительства должны иметь право принимать решения по деталям работы рынка электроэнергии, так как только они несут ответственность за безопасность предложения электроэнергии, способны учесть национальную специфику и структуру энергобаланса в процессе энергоперехода [36].

Действуя в рамках атомного альянса 15 стран ЕС (Бельгия, Болгария, Хорватия, Чехия, Эстония, Финляндия, Франция, Венгрия, Италия, Нидерланды, Польша, Румыния, Словения, Словакия и Швеция), Польша добивается от Еврокомиссии большей поддержки развитию атомной энергетике, на которую страна делает долгосрочную ставку. В 2022 г. Еврокомиссия приняла решение признать некоторые технологии в атомной и газовой промышленности как «зеленые» и включила их в таксономию [37]. Кризис может подтолкнуть страны, ранее принявшие политические решения о выходе из атомной энергетике, к приостановке этого процесса. Правительство Бельгии приняло решение продлить до 2035 г. эксплуатацию двух атомных реакторов после проведения на них регламентных работ в 2025 г. В 2021 г. было принято решение вывести их из эксплуатации в 2025 г. [38]. В Швеции на национальном референдуме в 1980 г. было принято решение о постепенном выходе из атомной энергетике. Однако в январе 2023 г. политические партии правого спектра начали готовить предложения по разрешению строительства новых атомных станций [39].

* * *

Главными экономическими результатами кризиса в электроэнергетике стран Евросоюза в 2021 и 2022 гг. стали:

во-первых, существенный рост цен на электроэнергию и закрепление цен на повышенных уровнях. В этом смысле можно согласиться с тезисом Президента Франции Э. Макрона, что «эра изобилия в беззаботном мире закончена» [40];

во-вторых, повышение цены энергетического перехода. По оценкам Европейского инвестиционного банка, до 2030 г. странам Евросоюза необходимо для снижения эмиссий на 55% ежегодно инвестировать 1 трлн евро, на 356 млрд евро в год больше, чем в среднем в 2010-2020 гг. [41]. С учетом возросших в 2021-2023 гг. цен на металлы и энергетическое оборудование эти оценки должны быть существенно повышены.

Главным ответом ЕС на кризис в электроэнергетике стала радикализация планов по строительству новых генерирующих мощностей в ветровой и солнечной энергетике. Принимая во внимание то обстоятельство, что развитие новых возобновляемых источников энергии оказывает систематическое повышательное влияние на цену электроэнергии и для домохозяйств, и для бизнеса [42; 43], вопрос о том, сможет ли новая энергосистема послужить основой для устойчивого экономического роста в долгосрочном периоде, остается открытым. Несмотря на то, что, согласно исследованиям, после увеличения доли «зеленой» энергетике в совокупной генерации выше определенного порогового значения, ее влияние на экономический рост становится негативным [44], ряд стран ЕС готовы провести натурный эксперимент.

Литература / References

1. *Electricity Market Report 2023*. International Energy Agency. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/255e9cba-da84-4681-8c1f-458ca1a3d9ca/ElectricityMarketReport2023.pdf>
2. Ember. Yearly electricity data. Updated on 6 March 2023. URL: <https://ember-climate.org/data-catalogue/yearly-electricity-data/>
3. Eurostat database. Gross and net production of electricity and derived heat by type of plant and operator [NRG_IND_PEH]. URL: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_IND_PEH/default/table?lang=en
4. Ember database. European wholesale electricity price data. Updated on 1 March 2023. URL: <https://ember-climate.org/data-catalogue/european-wholesale-electricity-price-data/>
5. Statement by President von der Leyen on energy. 7 September 2022. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/speech_22_5389
6. European Commission. COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS Tackling rising energy prices: a toolbox for action and support. COM/2021/660 final Document 52021DC0660. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021DC0660&from=EN>
7. European Commission. Questions and Answers: Commission Communication on Energy Prices. 13 October 2021. Brussels. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_5202
8. ACER's Final Assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design. Agency for the Cooperation of Energy Regulators. April 2022. URL: <https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER%26%23039%3Bs%20Final%20Assessment%20of%20the%20EU%20Wholesale%20Electricity%20Market%20Design.pdf>
9. ACER. Note on High Energy Prices. Agency for the Cooperation of Energy Regulators. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Position%20Papers/Energy%20Prices_Final.pdf
10. Helm D. Luck is not an energy policy – the cost of energy, the price cap and what to do about it. 6 December 2021. URL: <http://www.dieterhelm.co.uk/regulation/regulation/luck-is-not-an-energy-policy-the-cost-of-energy-the-price-cap-and-what-to-do-about-it/>
11. Ember database. Monthly electricity data. Updated on 20 February 2023. URL: <https://ember-climate.org/data-catalogue/monthly-electricity-data/>
12. ICAP. Allowance Price Explorer. URL: <https://icapcarbonaction.com/en/ets-prices>
13. ACER. Wholesale Electricity Market Monitoring 2022 – Key Developments. Agency for the Cooperation of Energy Regulators. 28.02.2023. URL: https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Electricity_MMR_2022-Key_Developments.pdf
14. *Electricity Market Report – July 2022*. International Energy Agency. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/660c2410-218c-4145-9348-c782e185dcdf/ElectricityMarketReport-July2022.pdf>
15. Corbeau A-S., Farfan J.F., Orozco S. The Other European Energy Crisis: Power. February 9, 2023. URL: <https://www.energypolicy.columbia.edu/the-other-european-energy-crisis-power/>
16. Franke A. EDF's new CEO confirms 2023 French nuclear output target despite further delays. 17 Feb 2023. URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/electric-power/021723-edfs-new-ceo-confirms-2023-french-nuclear-output-target-despite-further-delays>
17. Zimmermann F., Keles D. State or market: Investments in new nuclear power plants in France and their domestic and cross-border effects // *Energy Policy*. February 2023. Vol. 173. No. 113403. URL: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113403>
18. Plackett B. Why France's nuclear industry faces uncertainty. 5 September 2022. URL: <https://www.nature.com/articles/d41586-022-02817-2> doi: <https://doi.org/10.1038/d41586-022-02817-2>
19. De Beaupuy F. EDF Finds New Flaws at 2 Reactors, Stoking Power-Supply Woes. 9 March 2023. URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-03-09/edf-finds-new-defects-at-two-reactors-stoking-power-supply-woes>
20. State of the Climate in Europe 2021. World Meteorological Organization (WMO). 2022. URL: https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=11378
21. WMO. Global Annual to Decadal Climate Update (Target years: 2023-2027). URL: https://library.wmo.int/doc_num.php?explnum_id=11611
22. *European Electricity Review 2023*. EMBER. URL: <file:///C:/Users/zhuko/Downloads/Report-European-Electricity-Review-2023.pdf>

23. Factsheet – Revision of the EU Electricity Market Design. March 2023. URL: <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/874732/Factsheet%20-%20Revision%20of%20the%20EU%20Electricity%20Market%20Design.pdf>
24. European Commission. Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design. COM (2023) 148 final. Strasbourg. 14.3.2023. URL: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/COM_2023_148_1_EN_ACT_part1_v6.pdf
25. European Commission. Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) No 1227/2011 and (EU) 2019/942 to improve the Union's protection against market manipulation in the wholesale energy market. COM (2023) 147 final. Strasbourg. 14.3.2023. URL: https://energy.ec.europa.eu/system/files/2023-03/COM_2023_147_1_EN_ACT_part1_v5.pdf
26. Kyllmann C. Q&A: Making the EU's electricity market fit for a climate-neutral future. 14 March 2023. URL: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/qa-eu-electricity-market-reform>
27. Idel R. Levelized Full System Costs of Electricity. February 2022. URL: <https://ssrn.com/abstract=4028640> <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.4028640> Idel R. Levelized Full System Costs of Electricity. URL: file:///C:/Users/zhuco/Downloads/1145_fullpaper_20210326_222336.pdf
28. Ueckerdt F. et al. System LCOE: What are the costs of variable renewables? // *Energy*. December 2013. Vol. 63. Pp. 61-75. URL: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>
29. Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21 Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 4 Januar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 6) geändert worden ist". Zuletzt geändert durch Art. 6 G v. 4.1.2023. I Nr. 6. URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html
30. Appunn K., Wettengel J. Germany's 2022 renewables and efficiency reforms. 07 Dec 2022. URL: <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-2022-renewables-and-energy-reforms>
31. Wohlstand klimaneutral erneuern Werkstattbericht des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). 9 März 2023. URL: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/werkstattbericht-des-bmwk.pdf?blob=publicationFile&v=8>
32. NEP kompakt. Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. erster Entwurf. 24 März 2023. URL: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-03/NEP%20kompakt_2037_2045_V2023_1E_1.pdf
33. European Commission. State aid: Commission approves modification of German scheme to support electricity production from renewable energy sources. 21 December 2022. Brussels. URL: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_779432.
34. Simon F. Nuclear tops Poland's wish-list for EU electricity market reform. 6 февр. 2023 г. URL: <https://www.euractiv.com/section/electricity/news/nuclear-tops-polands-wish-list-for-eu-electricity-market-reform/>
35. Simon F. EU forges deal on coal phase-out, with special Polish clause. 19 дек. 2018 г. URL: <https://www.euractiv.com/section/electricity/news/eu-hammers-deal-on-coal-phase-out-with-special-polish-clause/>
36. Electricity Market Design. URL: <https://www.euractiv.com/wp-content/uploads/sites/2/2023/02/Electricity-Market-Design-Polish-non-paper.pdf>
37. Commission Delegated Regulation (EU) 2022/1214 of 9 March 2022 amending Delegated Regulation (EU) 2021/2139 as regards economic activities in certain energy sectors and Delegated Regulation (EU) 2021/2178 as regards specific public disclosures for those economic activities (Text with EEA relevance). C/2022/631 Document 32022R1214. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1214&from=EN>
38. Belgium will extend the life of two nuclear reactors (2 GW) by 10 years. 11 Jan 2023. URL: <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/belgium-will-extend-life-two-nuclear-reactors-2-gw-10-years.html>
39. Swedish PM heralds more nuclear power. 11.01.2023. URL: <https://energywatch.com/EnergyNews/Policy/Trading/article14828189.ece>
40. Tadeo M. Europe Can't Go Into Winter Thinking All Is Lost. 29 August 2022. URL: <https://www.bloomberg.com/opinion/articles/2022-08-29/macron-s-end-of-abundance-europe-mustn-t-go-into-winter-thinking-all-is-lost>
41. European Investment Bank (EIB). Investment Report 2022/2023: Resilience and renewal in Europe. 2023. URL: https://www.eib.org/attachments/lucalli/20220211_economic_investment_report_2022_2023_en.pdf
42. Greenstone M., Nath I. Do Renewable Portfolio Standards Deliver. Energy Policy Institute at University of Chicago (EPIC). Working paper No. 2019-62. May 2019. URL: <https://epic.uchicago.edu/wp-content/uploads/2019/07/Do-Renewable-Portfolio-Standards-Deliver.pdf>
43. Жуков С.В., Копытин И.А., Попадко А.М. Пределы интеграции новых возобновляемых источников энергии в электроэнергетике стран Евросоюза: экономические аспекты // *Контуры глобальных трансформаций: политика, экономика, право*. 2022. № 15 (1). С. 203-223. URL: <https://doi.org/10.31249/kgi/2022.01.10> [Zhukov S.V., Kopytin I.A., Popadko A.M. Predely integracii novyh vozobnovliaemyh istochnikov energii v elektroenergetike stran Evrosoyuza: ekonomicheskie aspekty // *Kontury globalnyh transformacii: politika, ekonomika, pravo*. 2022. No. 15 (1). S. 203-223. (In Russ.)]
44. Stein K. The Solar Value Cliff: The Diminishing Value of Solar Power. Institute for Energy Research. August 23, 2017. URL: <https://instituteforenergyresearch.org/wp-content/uploads/2017/08/The-Solar-Value-Cliff-August-21-1.pdf>



Статья поступила в редакцию 05.06.2023. Статья принята к публикации 18.07.2023.

Для цитирования: С.В. Жуков, О.Б. Резникова. Кризис электроэнергетики в странах Евросоюза: динамика, движущие силы и перспективы // Проблемы прогнозирования. 2024. № 1 (202). С. 90-104.

DOI: 10.47711/0868-6351-202-90-104

Summary

THE CRISIS OF THE ELECTRICITY SECTOR IN THE EU COUNTRIES: DYNAMICS, DRIVING FORCES, AND PROSPECTS

S.V. ZHUKOV, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, E.M. Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

ORCID: 0000-0003-2021-2716

O.B. REZNIKOVA, Cand. Sci. (Hist.), E.M. Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

ORCID: 0000-0002-9742-5026

Abstract: Most studies of the current crisis in the EU electricity sector offer a simplified approach to the interpretation of its dynamics and causes. In this article, the approach is expanded, i.e., first, the crisis in the European electricity sector is considered taking into account the long-term trends of its development. Second, the main trends in the performance of individual electricity sectors and in the context of EU member countries are analyzed in detail. This approach allowed us to draw the following fundamental conclusions: the crisis in the EU electricity sector began in 2021 and was caused by the mistakes of regulators who excessively urged the construction of generating capacities in «green» energy and decommissioning of capacities that traditionally provided basic loading in the system; the crisis of 2022 was provoked by the unreliability of nuclear generation due to the obsolescence of reactors, as well as the failure of hydropower due to long-term climate change. The exogenous shock generated by the geopolitical crisis in and around Ukraine became an important factor in the outbreak of a protracted crisis in the European electricity sector. The European Commission and some major European countries proposed to accelerate the construction of generating capacities in solar and wind energy to overcome the crisis, while shifting the costs of the energy transition, the price of which has noticeably increased, to end consumers of electricity. There is a representative group of countries in the EU whose national climate strategies are based, among other things, on promoting nuclear energy, which requires the development of the capacity market; in general, energy prices in the EU soared and further development of «green» energy will by all means push electricity prices up.

Keywords: electricity sector, crisis, new renewable energy sources, generating capacities, electricity market structure, capacity market, energy transition price, European Union.

Received 05.06.2023. Accepted 18.07.2023.

For citation: S.V. Zhukov and O.B. Reznikova. The Crisis of the Electricity Sector in the EU Countries: Dynamics, Driving Forces, and Prospects // Studies on Russian Economic Development. 2024. Vol. 35. No. 1. Pp. 60–71.

DOI: 10.1134/S1075700724010180