



Исполнительный комитет
Электроэнергетического Совета СНГ

**Электроэнергетика
государств-участников СНГ
за 2012-2022 гг.**



Москва, 2023

Аннотация

Настоящий сборник подготовлен Исполнительным комитетом Электроэнергетического Совета СНГ на основе информации, предоставленной профильными министерствами и электроэнергетическими организациями государств-участников СНГ.

В первый раздел сборника включены обобщенные показатели работы объединения энергосистем государств-участников СНГ за период 2012-2022 гг.

Во втором разделе сборника отражено текущее состояние электроэнергетической отрасли в каждом государстве-участнике СНГ, обозначены основные аспекты ее развития, приведены основные технико-экономические показатели работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ в период 2012-2022 гг.

Исполнительный комитет ЭЭС СНГ

119049, Москва, Ленинский проспект, 9

Телефон: +7 (495) 710-56-87, 710-58-00, E-mail: mail@energo-cis.org,
ptv@energo-cis.org, sem@energo-cis.org

Введение

В 1992 году Совет глав правительств СНГ принял Соглашение о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ. Статья 1 Соглашения устанавливала, что с целью проведения совместных, скоординированных действий, направленных на обеспечение надежного энергоснабжения экономики и населения государств на основе эффективного функционирования объединенных энергетических систем, государства образуют Электроэнергетический Совет СНГ.

Активная деятельность ЭЭС СНГ позволила к 2001 году восстановить и расширить объединение электроэнергетических систем государств-участников СНГ, в составе которого в настоящее время параллельно работают 7 из 10 энергосистем государств Содружества (энергосистемы Армении и Туркменистана функционируют параллельно с энергосистемой Ирана, энергосистема Таджикистана изолирована, но готовится ее синхронизация с энергообъединением).

Параллельная работа энергосистем позволяет осуществлять взаимопоставки и транзит электроэнергии и мощности между всеми государствами-участниками СНГ.

За годы деятельности Электроэнергетического Совета СНГ Советом глав правительств СНГ принято около 20 международных договоров и других нормативных правовых актов Содружества, разработанных рабочими структурами ЭЭС СНГ.

Количество принятых Электроэнергетическим Советом СНГ нормативных и технических документов, регламентирующих параллельную работу электроэнергетических систем государств Содружества, формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ, метрологическое обеспечение электроэнергетической отрасли, вопросы охраны окружающей среды, энергоэффективности, энергосбережения и ВИЭ, работы с персоналом, а также организационно-правовых актов - порядка 200.

Электроэнергетическим Советом СНГ заключено 8 соглашений о сотрудничестве с отраслевыми органами СНГ, международными и другими организациями.

Издано 11 томов Сборника нормативных правовых документов в электроэнергетике, принятых в Содружестве Независимых Государств.

Проведено 63 заседания Электроэнергетического Совета СНГ. В рамках ЭЭС СНГ функционируют 8 рабочих органов, в том числе Координационный совет при ЭЭС СНГ, Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), Комиссия по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств-участников СНГ и рабочие группы. Проведено 16 Международных соревнований профессионального мастерства персонала электроэнергетической отрасли государств-участников СНГ.

Председатель Исполнительного комитета Т.В. Купчиков

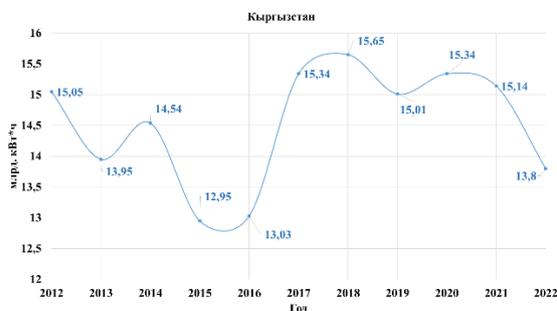
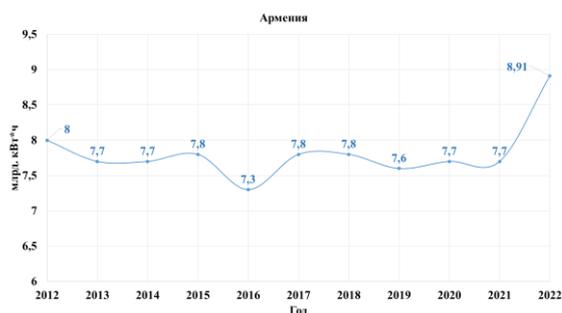
Оглавление

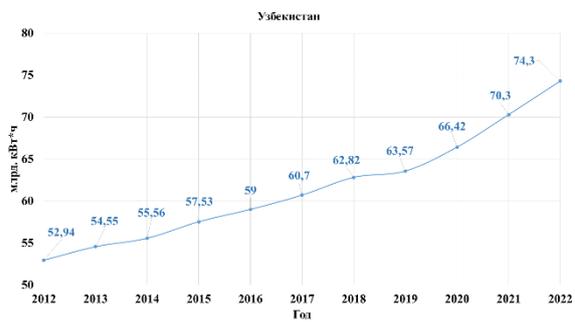
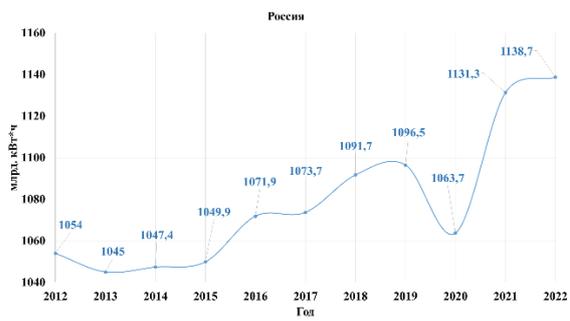
Производство электроэнергии.....	4
в государствах-участниках СНГ за 2012-2022 гг.....	4
Производство электроэнергии тепловыми электростанциями	6
в государствах-участниках СНГ в 2012-2022 гг.	6
Производство электроэнергии гидравлическими электростанциями.....	8
в государствах-участниках СНГ в 2012-2022 гг.	8
Производство электроэнергии атомными электростанциями.....	10
в государствах-участниках СНГ в 2012-2022 гг.	10
Производство электроэнергии возобновляемыми источниками энергии	11
в государствах-участниках СНГ в 2012-2022 гг.	11
Потребление электроэнергии возобновляемыми источниками энергии	13
в государствах-участниках СНГ в 2012-2022 гг.	13
Межгосударственные перетоки – выдача и прием электроэнергии в государствах- участниках СНГ в 2012-2022 гг.....	15
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ	17
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ	40
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ	66
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН	99
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ	126
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ МОЛДОВА	148
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ	167
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН	226
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН.....	244

Производство электроэнергии в государствах-участниках СНГ за 2012-2022 гг.

(млрд. кВт*ч)

Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Азербайджан	21,34	21,53	22,69	22,52	22,66	22,51	22,95	23,81	23,46	25,49	26,66
Армения	8,0	7,7	7,7	7,8	7,3	7,8	7,8	7,6	7,7	7,7	8,91
Беларусь	30,6	31,3	34,7	34,1	33,3	34,3	38,8	40,3	38,52	41,00	39,35
Казахстан	90,2	91,9	93,9	90,8	94,1	102,4	106,8	106,0	108,1	114,4	112,86
Кыргызстан	15,05	13,95	14,54	12,95	13,03	15,34	15,65	15,01	15,34	15,14	13,8
Молдова	5,53	4,21	5,1	5,76	5,56	4,69	5,11	5,41	5,9	6,33	-
Россия	1054,0	1045,0	1047,4	1049,9	1071,9	1073,7	1091,7	1096,5	1063,7	1131,3	1138,7
Таджикистан	16,8	16,9	16,3	16,9	17,0	17,9	19,5	20,5	19,6	20,4	21,2
Узбекистан	52,94	54,55	55,56	57,53	59,00	60,70	62,82	63,57	66,42	70,30	74,30

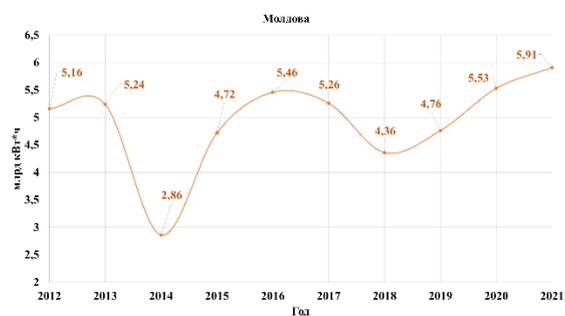
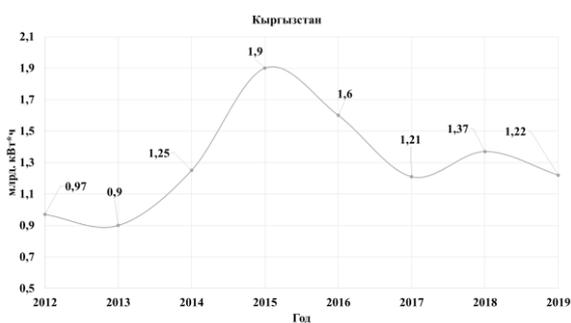
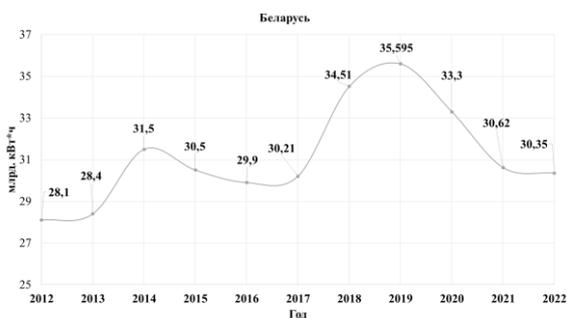
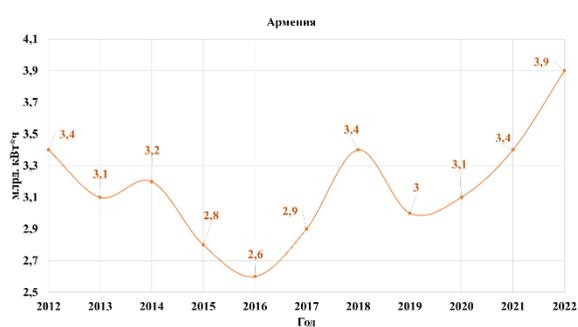


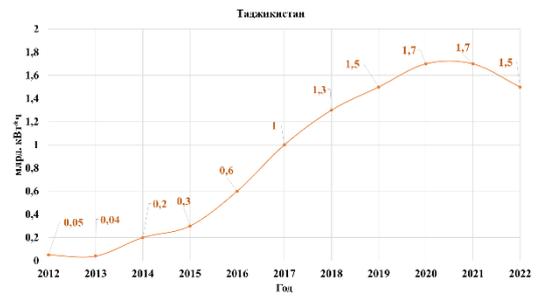
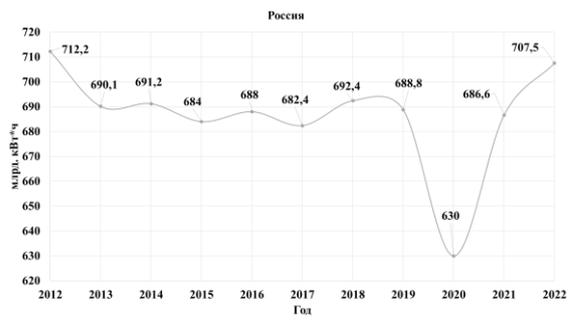


Производство электроэнергии тепловыми электростанциями в государствах-участниках СНГ в 2012-2022 гг.

(млрд. кВт*ч)

Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Азербайджан	19,54	20,06	21,4	20,9	20,7	20,45	21,16	22,23	22,37	24,17	25,02
Армения	3,4	3,1	3,2	2,8	2,6	2,9	3,4	3,0	3,1	3,4	3,9
Беларусь	28,1	28,4	31,5	30,5	29,9	30,21	34,51	35,595	33,30	30,62	30,35
Казахстан	76,6	77,6	78,8	74,1	74,7	82,4	86,8	86,7	85,9	91,1	88,6
Кыргызстан	0,970	0,900	1,250	1,900	1,600	1,210	1,370	1,220	-	-	-
Молдова	5,16	5,24	2,86	4,72	5,46	5,26	4,36	4,76	5,53	5,91	-
Россия	712,2	690,1	691,2	684,0	688,0	682,4	692,4	688,8	630,0	686,6	707,5
Таджикистан	0,05	0,04	0,2	0,3	0,6	1,0	1,3	1,5	1,7	1,7	1,5
Узбекистан	46,09	48,64	49,27	50,29	51,49	52,14	56,31	56,41	60,75	-	-

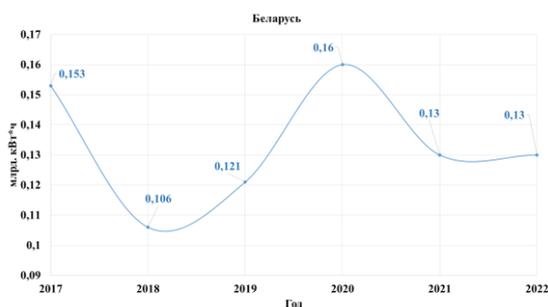
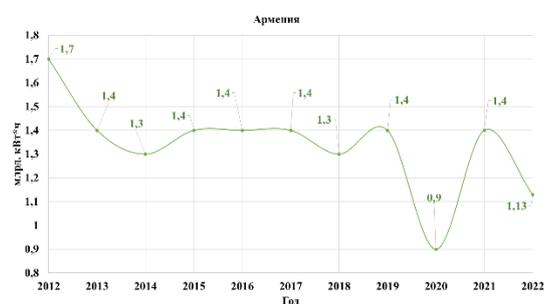


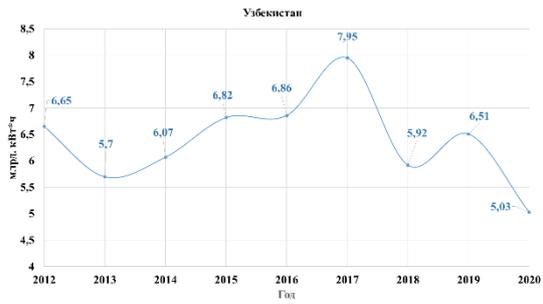
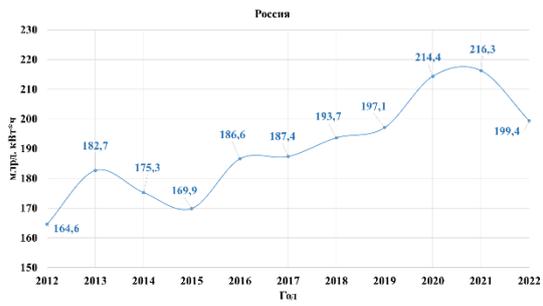


Производство электроэнергии гидравлическими электростанциями в государствах-участниках СНГ в 2012-2022 гг.

(млрд. кВт*ч)

Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Азербайджан	1,8	1,47	1,28	1,6	1,9	1,73	1,7	1,5	1,02	1,22	1,51
Армения	1,7	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	0,9	1,4	1,13
Беларусь	-	-	-	-	-	0,153	0,106	0,121	0,16	0,13	0,13
Казахстан	7,6	7,7	8,2	8,8	11,1	10,5	9,6	8,8	9,2	8,4	8,3
Кыргызстан	14,02	12,93	13,16	10,88	11,25	13,94	14,28	13,66	-	-	-
Молдова	0,27	0,31	0,32	0,27	0,19	0,24	0,23	0,2	0,23	0,25	-
Россия	164,6	182,7	175,3	169,9	186,6	187,4	193,7	197,1	214,4	216,3	199,4
Таджикистан	16,7	16,9	16,1	16,6	16,4	16,9	18,2	19,0	17,9	18,7	19,7
Узбекистан	6,65	5,70	6,07	6,82	6,86	7,95	5,92	6,51	5,03	-	-

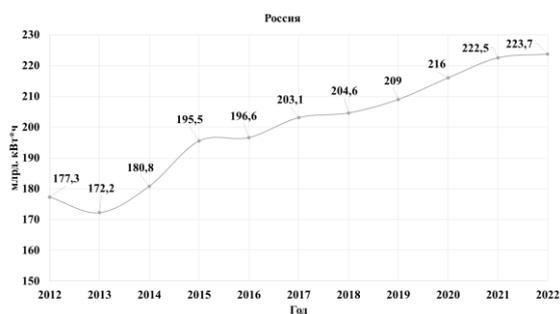
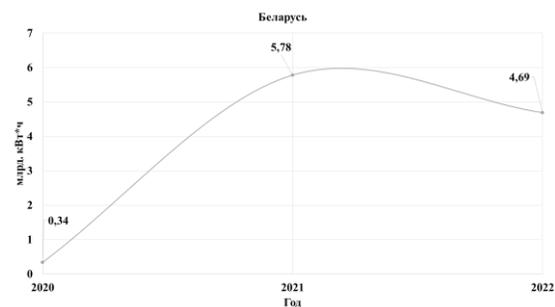




Производство электроэнергии атомными электростанциями в государствах-участниках СНГ в 2012-2022 гг.

(млрд. кВт*ч)

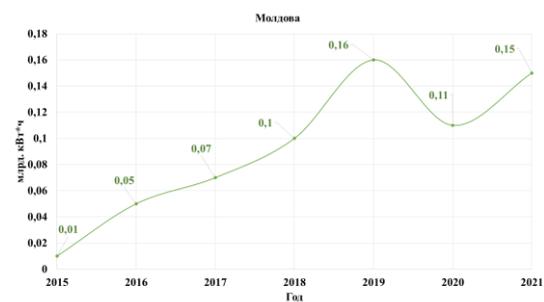
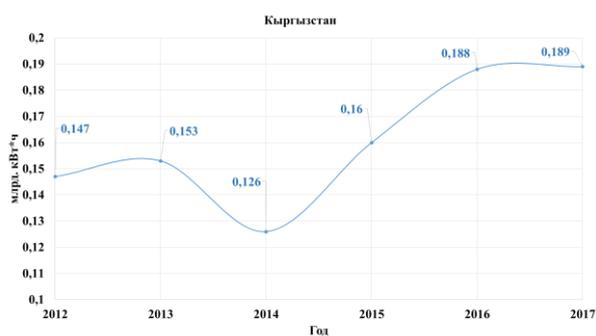
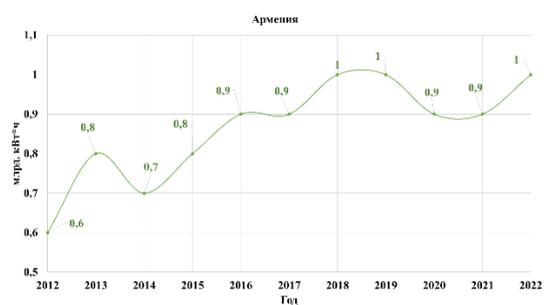
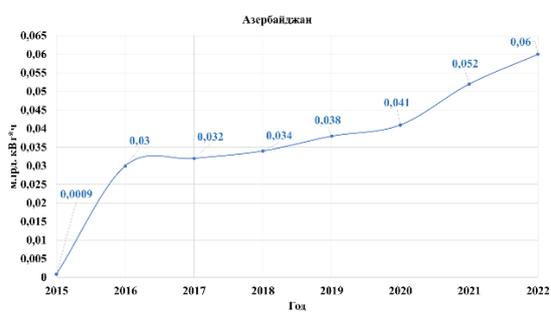
Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Армения	2,3	2,4	2,5	2,8	2,4	2,6	2,1	2,2	2,8	2,0	2,8
Беларусь	-	-	-	-	-	-	-	-	0,34	5,78	4,69
Россия	177,3	172,2	180,8	195,5	196,6	203,1	204,6	209,0	216,0	222,5	223,7

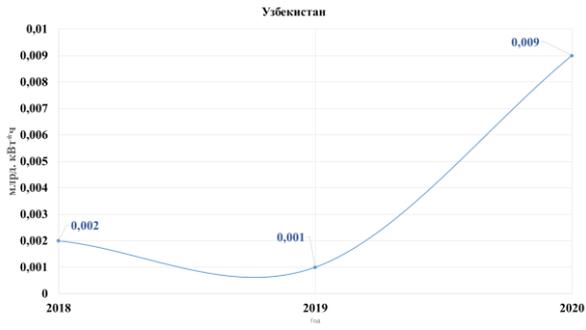
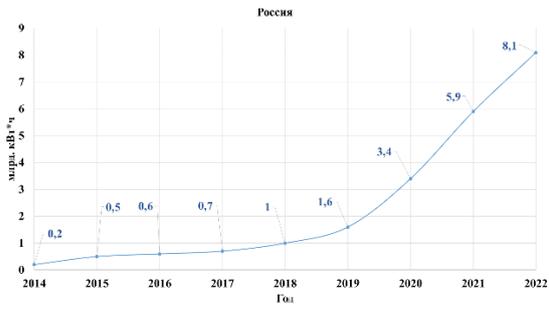


Производство электроэнергии возобновляемыми источниками энергии в государствах-участниках СНГ в 2012-2022 гг.

(млрд. кВт*ч)

Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Азербайджан	-	-	-	0,0009	0,03	0,032	0,034	0,038	0,041	0,052	0,06
Армения	0,6	0,8	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0
Беларусь	0,06	0,1	0,1	0,1	0,4	0,617	0,646	0,77	1,09	1,13	1,14
Казахстан	-	-	-	0,6	0,9	1,1	1,3	3,1	1,9	4,2	5,0
Кыргызстан	0,147	0,153	0,126	0,160	0,188	0,189	-	-	-	-	-
Молдова	-	-	-	0,01	0,05	0,07	0,1	0,16	0,11	0,15	-
Россия	-	-	0,2	0,5	0,6	0,7	1,0	1,6	3,4	5,9	8,1
Таджикистан	0,049	0,005	0,01	0,008	0,007	0,006	0,008	0,006	0,005	-	-
Узбекистан	-	-	-	-	-	-	0,002	0,001	0,009	-	-

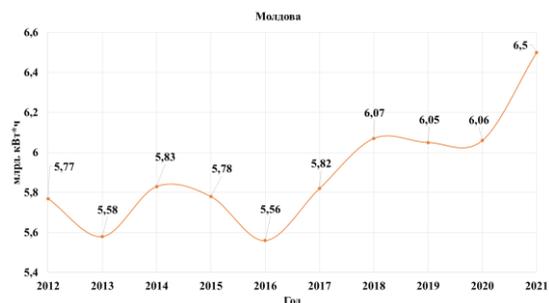
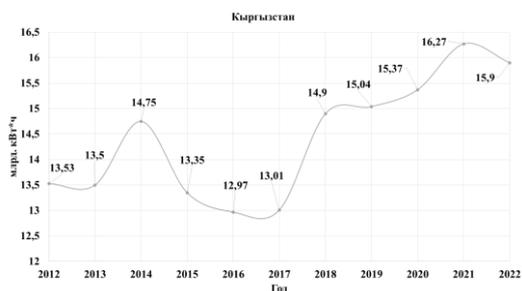
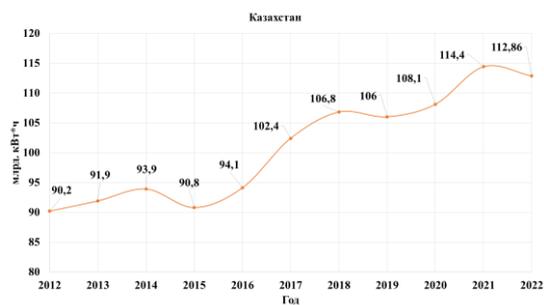
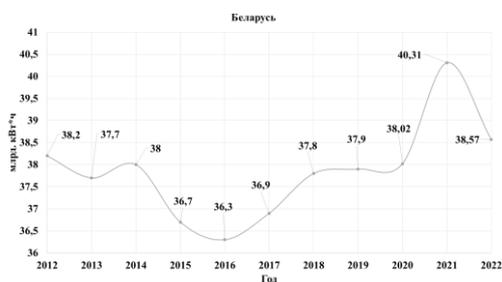
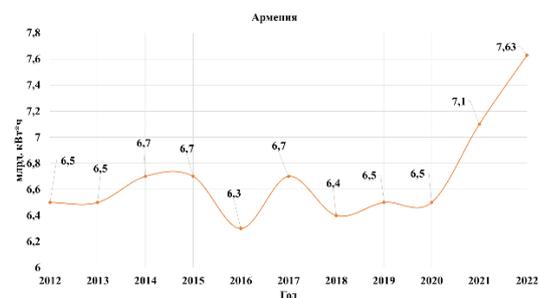


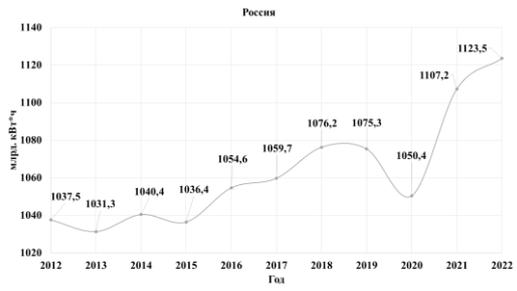


Потребление электроэнергии в государствах-участниках СНГ в 2012-2022 гг.

(млрд. кВт*ч)

Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Азербайджан	20,08	21,16	22,32	22,37	21,68	21,74	22,63	22,45	22,44	23,6	23,80
Армения	6,5	6,5	6,7	6,7	6,3	6,7	6,4	6,5	6,5	7,1	7,63
Беларусь	38,2	37,7	38,0	36,7	36,3	36,9	37,8	37,9	38,02	40,31	38,57
Казахстан	90,2	91,9	93,9	90,8	94,1	102,4	106,8	106,0	108,1	114,4	112,86
Кыргызстан	13,53	13,50	14,75	13,35	12,97	13,01	14,90	15,04	15,37	16,27	15,9
Молдова	5,77	5,58	5,83	5,78	5,56	5,82	6,07	6,05	6,06	6,5	-
Россия	1037,5	1031,3	1040,4	1036,4	1054,6	1059,7	1076,2	1075,3	1050,4	1107,2	1123,5
Таджикистан	16,1	15,9	14,9	15,6	15,7	16,6	17,2	17,6	18,1	18,0	18,7
Узбекистан	42,27	48,58	49,67	50,90	51,87	54,67	57,25	52,72	56,00	60,48	62,4





Межгосударственные перетоки - выдача и прием электроэнергии в государствах-участниках СНГ в 2012-2022 гг.

Год	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Азербайджан											
Выдача	0,68	0,495	0,489	0,265	1,1	1,28	1,445	1,491	1,151	1,673	2,997
Прием	0,14	0,127	0,124	0,107	0,114	0,108	0,131	0,137	0,136	0,152	0,137
Сальдо	-0,54	-0,368	-0,365	-0,158	-0,986	-1,172	-1,314	1,354	-1,015	-1,521	-2,86
Армения											
Выдача	1,6	1,3	1,2	1,3	1,2	1,4	1,6	1,2	1,3	0,9	1,4
Прием	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,3	0,12
Сальдо	-1,5	-1,2	-1	-1,1	-1	-1,1	-1,4	-1,1	-1,2	-0,6	-1,28
Беларусь											
Выдача	2,798	3,013	4,488	3,483	3,298	3,407	4,248	5,398	4,777	5,895	3,903
Прием	10,399	9,392	7,806	6,104	6,319	5,993	3,257	3,060	4,277	5,203	3,123
Сальдо	7,601	6,379	3,318	2,621	3,021	2,586	-0,991	-2,228	-0,5	-0,692	-0,78
Казахстан											
Выдача	1,4	4,4	4,0	1,6	3,1	5,8	4,9	2,3	2,5	2,6	2,1
Прием	2,6	2,1	1,7	1,7	1,7	1,3	1,3	1,6	1,7	2,1	2,2
Сальдо	1,2	-2,3	-2,3	0,1	-1,4	-4,5	-3,6	-0,7	-0,8	-0,5	0,1
Кыргызстан											
Выдача	1,500	0,374	0,070	0,180	0,198	1,210	0,750	0,269	0,350	0,3	-
Прием	0	0	0,4	0,7	0,3	0	0,0	0,3	0,3	0	-
Сальдо	-1,5	-0,374	0,33	0,52	0,102	-1,21	-0,75	0,031	-0,05	-0,3	-
Молдова											
Выдача	0,6	0,08	0	0	0	0	0	0	0	0	-
Прием	0,84	1,46	0,73	0,02	0,003	1,13	0,96	0,64	0,17	0,17	-
Сальдо	0,24	1,38	0,73	0,02	0,003	1,13	0,96	0,64	0,17	0,17	-
Россия											
Выдача	18,4	17,5	14,0	17,5	17,0	17,0	16,7	19,3	11,7	21,8	-
Прием	2,6	4,6	3,5	1,5	3,1	6,2	5,1	1,6	1,4	1,6	-
Сальдо	-15,8	-12,9	-10,5	-16	-13,9	-10,8	-11,6	-17,7	-10,3	-20,2	-
Таджикистан											
Выдача	0,066	0,94	1,31	1,33	1,32	1,29	2,37	2,88	1,49	2,41	2,5
Прием	0,6114	0	0,012	0,007	0,013	0,012	0,56	0,29	0,37	0	0
Сальдо	6113,934	-0,94	-1,298	-1,323	-1,307	-1,278	-1,81	-2,59	-1,12	-2,41	-2,5
Узбекистан											
Выдача	8,60	8,11	7,22	6,81	6,77	7,59	9,03	8,16	8,63	-	-
Прием	7,93	7,23	6,44	5,52	5,28	6,95	9,33	9,65	11,27	-	-
Сальдо	-0,67	-0,88	-0,78	-1,29	-1,49	-0,64	0,3	1,49	2,64	-	-

**Электроэнергетика
государств-участников
СНГ
за 2012-2022 гг.**

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

1. Общая характеристика энергосистемы

Развитие энергетики всегда было одним из приоритетных направлений экономической и социальной политики государства и из государственного бюджета постоянно выделяются средства для технической модернизации и строительства новых объектов энергетики.

Стратегическая линия, направленная на установление взаимовыгодных отношений с ведущими странами мира, позволила привлечь в электроэнергетическую систему иностранные инвестиции, и эти возможности целенаправленно используются для повышения эффективности имеющегося потенциала энергосистемы Азербайджана, помогают реконструировать электроэнергетику и создавать новые мощности¹.

Национальная энергосистема Азербайджана тесно связана с энергосистемами Турции, Российской Федерации, Исламской Республики Иран, Грузии и Нахчыванской Автономной Республики. Это является одним из серьезных факторов, создающих условия для развития взаимоотношений между странами, сохранения мира, стабильности и безопасности.

Азербайджан является одной из стран с высоким потенциалом использования возобновляемых источников энергии. Технический потенциал возобновляемых источников энергии составляет 135 ГВт на суше и 157 ГВт на море. Экономический потенциал возобновляемых источников энергии оценивается в 27 ГВт, в том числе 3 000 МВт энергии ветра, 23 000 МВт энергии солнца, 380 МВт биоэнергетического потенциала, 520 МВт потенциала горных рек².

Указом Президента Азербайджанской Республики от 22 сентября 2020 года № 1159 было создано Государственное агентство по возобновляемым источникам энергии при Министерстве энергетики Азербайджанской Республики, утвержден Устав Агентства.

В целях развития сферы возобновляемой энергетики в Азербайджанской Республике внимание направлено на совершенствование законодательства и институциональной среды, приняты соответствующие законы и нормативно-правовые акты. В последние годы работы, проводимые в этой области, были продолжены, и в Законе Азербайджанской Республики № 339-VIQ от 31 мая 2021 года «Об использовании возобновляемых источников энергии при производстве электроэнергии»³ особое внимание уделяется вкладу в развитие возобновляемой энергетики. В целях обеспечения применения и реализации закона продолжается реализация соответствующих мероприятий в направлении подготовки подзаконных документов.

¹<https://minenergy.gov.az/az/elektroenergetika/musteqillik-elde-edildikden-sonra-elektroenergetikanin-inkisafi1991-ciilden-sonraki-ucuncu-dovr>

²<https://minenergy.gov.az/az/alternativ-ve-berpa-olunan-enerji/azerbaycanda-berpa-olunan-enerji-menbelerinden-istifade>

³https://continent-online.com/Document/?doc_id=32865895

Министерство энергетики Азербайджанской Республики является центральным органом исполнительной власти, осуществляющим государственную политику и регулирование в сфере топлива и энергетики. В своей деятельности Министерство руководствуется Конституцией Азербайджанской Республики, законами Азербайджанской Республики, указами и распоряжениями Президента Азербайджанской Республики, решениями и распоряжениями Кабинета Министров Азербайджанской Республики, международными договорами, стороной которых является Азербайджанская Республика, и Положением о Министерстве энергетики Азербайджанской Республики⁴.

Министерство энергетики Азербайджанской Республики было создано Распоряжением № 3 Президента Азербайджанской Республики от 22 октября 2013 года. Положение Министерства энергетики Азербайджанской Республики утверждено Указом Президента Азербайджанской Республики № 149 от 11 апреля 2014 года.

Открытое акционерное общество «Азерэнерджи» обеспечивает функционирование электроэнергетической системы Азербайджанской Республики⁵. Основные функции заключаются в производстве и передаче электроэнергии, в координации и контроле единых централизованно управляемых электростанций, подстанций, системообразующих линий электропередачи высокого напряжения – 110, 220, 330, 500 кВ и средств их диспетчерского управления. Внедряя новые технологии, «Азерэнерджи» организует наращивание генерирующих мощностей и реконструкцию высоковольтных линий электропередачи в Республике. Помимо этого, осуществляет энергообменные операции с зарубежными странами.

⁴ <https://minenergy.gov.az/az/ministry/tarixi>

⁵ <http://www.azerenerji.gov.az/generalinformation?language=ru>

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Конституция и основные Законы Азербайджанской Республики, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. Конституция Азербайджанской Республики⁶;
2. «Об электроэнергетике» №459-IQ от 3 апреля 1998 г (с изменениями от 14 июня 2022 г. № 546-VIQD)⁷;
3. «О газоснабжении» №513-IQ от 30 июня 1998 г. (с изменениями от 25 февраля 2022 г. № 486-VIQD)⁸;
4. «Об энергетике» №541-IQ от 24 ноября 1998 г. (с изменениями от 13 февраля 2018 г. № 992-VQD)⁹;
5. «О технической безопасности» № 733-IQ от 2 ноября 1999 г.¹⁰;
6. «Об электрических и тепловых установках» № 784-IQ от 28 декабря 1999 г.¹¹;
7. «Об утверждении Рамочного соглашения об организационных принципах создания межгосударственных нефтегазотранспортных систем» № 938-IQ от 24 октября 2000 г.¹²;
8. «О безопасности гидротехнических сооружений» № 412-ПQ от 27 декабря 2000 г.¹³;
9. «О правилах этического поведения государственных служащих» № 352-ПQ от 31 мая 2007 г.¹⁴;
10. «О применении особого экономического режима к нефтегазовой деятельности в экспортных целях» № 766-ПQ от 2 февраля 2009 г.¹⁵;
11. «Об утверждении Совместной декларации по Южному газовому коридору» № 72-IVQ от 4 марта 2011 г.¹⁶;
12. «Об участии общественности» № 816-IVQ от 22 ноября 2013 г.¹⁷;
13. «Об обращениях граждан» №1308-IVQ от 30 сентября 2015 г.¹⁸;
14. «О лицензиях и разрешениях» № 176-VQ от 15 марта 2016 г. (с изменениями от 10 марта 2017 г. № 541-VQD)¹⁹;
15. «Об утверждении Соглашения между Правительством Азербайджанской Республики и Правительством Исламской Республики Иран о продолжении строительства, эксплуатации гидроузлов и гидроэлектростанций «Худаферин» и «Гыз-Галасы» на реке Араз,

⁶ <https://e-qanun.az/framework/897>

⁷ <https://e-qanun.az/framework/50020>

⁸ <https://e-qanun.az/framework/49393>

⁹ <https://e-qanun.az/framework/38144>

¹⁰ <https://e-qanun.az/framework/21>

¹¹ <https://e-qanun.az/framework/501>

¹² <https://e-qanun.az/framework/326>

¹³ <https://e-qanun.az/framework/1946>

¹⁴ <https://e-qanun.az/framework/13685>

¹⁵ <https://e-qanun.az/framework/16810>

¹⁶ <https://e-qanun.az/framework/21582>

¹⁷ <https://e-qanun.az/framework/26879>

¹⁸ <https://e-qanun.az/framework/31281>

¹⁹ <https://e-qanun.az/framework/35185>

сотрудничестве в области энергетики и использования водных ресурсов» № 227-VQ от 14 июня 2016 г.²⁰;

16. «Об утверждении Рамочного соглашения о купле-продаже электроэнергии между Правительством Азербайджанской Республики и Правительством Исламской Республики Иран» № 275-VQ от 14 июня 2016 г.²¹;

17. «Об утверждении Меморандума о взаимопонимании между Правительством Азербайджанской Республики и Правительством Турецкой Республики по Трансанатолийской газовой системе» № 307-VQ от 30 сентября 2016 г.²²;

18. «Об использовании возобновляемых источников энергии при производстве электроэнергии» № 339-VIQ от 31 мая 2021 г.²³;

19. «Об эффективном использовании энергетических ресурсов и энергоэффективности» № 359-VIQ от 9 июля 2021 г. (с изменениями от 27 мая 2022 г. № 542-VIQD)²⁴.

Постановления и распоряжения Кабинета Министров Азербайджанской Республики, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. «Об утверждении правил, определяющих общие условия поставки газа газораспределителями» № 87 от 31 мая 1999 г.²⁵;

2. «О регулировании оплаты стоимости электроэнергии, потребляемой рядом первоклассных потребителей, необжитыми беженцами и вынужденными переселенцами за пользование электрической энергией» № 80 от 10 июня 2003 г.²⁶;

3. «Об утверждении правил осуществления государственного контроля за безопасностью гидротехнических сооружений» № 150 от 18 ноября 2003 г.²⁷;

4. «Об установке счетчиков электроэнергии, газа и воды на объектах» № 101 от 27 июля 2004 г.²⁸;

5. «Об утверждении правил пользования электроэнергией» № 18 от 2 февраля 2005 г.²⁹;

6. «Об утверждении правил предоставления технических условий потребителям для приобретения электроэнергии (мощности) и подключения к сети энергоснабжения» № 234 от 27 августа 2013 г. (с изменениями от 28 февраля 2018 г.)³⁰;

7. «Об утверждении правил повышения энергоэффективности строительных объектов и экономии энергоресурсов» № 73 от 11 марта 2014 г.³¹;

²⁰ <https://e-qanun.az/framework/33288>

²¹ <https://e-qanun.az/framework/33354>

²² <https://e-qanun.az/framework/34113>

²³ <https://e-qanun.az/framework/47842>

²⁴ <https://e-qanun.az/framework/49973>

²⁵ <https://e-qanun.az/framework/3182>

²⁶ <https://e-qanun.az/framework/2188>

²⁷ <https://e-qanun.az/framework/1466>

²⁸ <https://e-qanun.az/framework/6313>

²⁹ <https://e-qanun.az/framework/7419>

³⁰ <https://e-qanun.az/framework/39213>

³¹ <https://e-qanun.az/framework/27414>

8. «Об утверждении размера платы за подключение объектов строительства к сети энергоснабжения» № 180 от 27 апреля 2018 г.³²;
9. «О создании Рабочей группы по координации и мониторингу внедрения зеленых технологий и требований энергоэффективности на освобожденных территориях Азербайджанской Республики» № 459с от 3 августа 2022 г.³³;
10. «Об утверждении требований к системе энергетического менеджмента» № 310 от 17 августа 2022 г.³⁴;
11. «Об утверждении требований экологического дизайна к продуктам, которые потребляют энергию или влияют на потребление энергии» № 63 от 20 февраля 2023 г.³⁵

³² <https://e-qanun.az/framework/38679>

³³ <https://e-qanun.az/framework/51233>

³⁴ <https://e-qanun.az/framework/51224>

³⁵ <https://e-qanun.az/framework/53631>

3. Реформирование (реструктуризация) электроэнергетики и формирование национальных электроэнергетических рынков

В период после 2009 года в Азербайджанской Республике наблюдалось уменьшение производства электроэнергии. Основными причинами спада производства электроэнергии явились:

- Старение основных фондов. Около 30% всего энергетического оборудования изжило свои ресурсы и нуждается в срочной замене.
- Нехватка природного газа. В связи с этим многие энергетические предприятия перешли на мазутный режим, что приводит к снижению выработки электрической энергии и ускоряет выход из строя оборудования.
- Неплатежи – энергоемкие отрасли промышленности зачастую не способны расплачиваться за потребляемую электрическую энергию³⁶.

Говоря же о потреблении электроэнергии, стоит отметить, что в структуре энергопотребления существенную роль играют сезонные колебания. Например, если в летний период особых проблем с поставкой электроэнергии не наблюдается, то в осенне-зимний период появляется дефицит электроэнергии – примерно 300 МВт.

Массовое потребление электроэнергии и неэффективность существовавшей системы учета и оплаты за используемую электроэнергию стимулировало внедрение новой системы индивидуального учета поставляемой абонентам электроэнергии (управляемой с помощью GSM-системы), в следствие чего удалось достичь определенных результатов в более точном учете потребляемой электроэнергии, а также улучшить коммерческий учет электроэнергии со стороны распределительной сети.

Несмотря на ряд проводимых преобразований, проблемы со снабжением электричеством все еще имеют место. Для решения этих проблем определенное количество электроэнергии импортируется из соседних стран – России, Турции, Ирана. И в то же время Азербайджан является и экспортером электрической энергии также в Россию, Турцию, Иран и Грузию.

Для решения существующих в отрасли проблем необходимо проведение последовательных структурных преобразований, связанных с требованиями конъюнктуры рынка. Эти преобразования предусматривают проведение экономико-организационных мероприятий, особенное внимание должно уделяться модернизации диспетчерского управления.

Распоряжением главы государства утверждена «Стратегия социально-экономического развития Азербайджанской Республики на 2022-2026 годы»³⁷. Согласно документу, в энергетическом секторе будет улучшена среда регулирования и будут применяться принципы либерального рынка. Использование ВИЭ будет расти и, следовательно, будет обеспечена энергоэффективность. Также будет реализована поэтапная ликвидация субсидий. К 2026 году доля ВИЭ в установленной мощности производства

³⁶<https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-sovremennogo-sostoyaniya-elektroenergeticheskogo-rynka-azerbaydzhana>

³⁷<https://president.az/ru/articles/view/56723>

электроэнергии будет увеличена до 24% (в соответствии с целевым показателем 30% к 2030 году).

Указом Президента Азербайджанской Республики № 2024 от 7 февраля 2023 года утверждено «Соглашение о стратегическом партнерстве в области развития передачи зеленой энергии между Правительством Азербайджанской Республики, Грузии, Румынии, Венгрии»³⁸.

В начале 2023 года был вынесен на обсуждение и принят в последнем-третьем чтении проект нового Закона «Об электроэнергетике». Проект создаст благоприятные условия для развития отрасли электроэнергетики в стране, формирования конкурентной среды, вложения частных инвестиций, послужит повышению эффективности, качества продукции и услуг, а также будет служить защите интересов потребителей.³⁹ Новый Закон также сформирует правовой механизм следующего этапа реформ в отрасли.

Согласно новому Закону, процесс внедрения новых элементов рынка электроэнергии, в том числе отношений свободной конкуренции и отмена субсидирования, будет проходить в три этапа:

- первый этап продлится со дня вступления в силу Закона до 30 июня 2025 года;
- второй этап - с 1 июля 2025 года по 30 июня 2028 года;
- третий этап начнется с 1 июля 2028 года.

При подготовке проекта учитывался международный опыт, современный уровень развития рыночной экономики страны и перспективные направления развития.

³⁸ <https://e-qanun.az/framework/53431>

³⁹ <https://az.sputniknews.ru/20230411/postavschiki-elektroenergii-v-azerbaydzhane-budut-prodavat-ee-po-rynochnym-tsenam---453652338.html>

4. Реализация государственной стратегии развития электроэнергетической отрасли на среднесрочную и долгосрочную перспективу

Кабинетом министров Азербайджана утвержден «План мероприятий по созданию зоны «зеленой» энергии на освобожденных территориях Азербайджана в 2022-2026 годах». Согласно плану мероприятий, в 2022-2026 годах государственными и частными организациями предусматривается принятие соответствующих мер по внедрению требований энергоэффективности и «зеленых» технологий на освобожденных территориях Азербайджана. Эти меры предусматривают создание распределительных сетей с целью снабжения электроэнергией и газом, измерение потенциала возобновляемых источников энергии, строительство гидроэлектростанций «Худаферин» и «Гыз-Галасы», а также солнечной электростанции в Джебраильском районе, ветровых электростанций в Лачинском и Кяльбаджарском районах, установку кровельных солнечных энергосистем в рамках внедрения «зеленых» технологий, внедрение энергоэффективных «зеленых» технологий при освещении улиц и дорог, установку электрических зарядных станций для транспортных средств и т.д.⁴⁰.

По состоянию на апрель 2022 года строительство плотин гидроузлов гидроэлектростанций «Худаферин» и «Гыз-Галасы» завершено на 99%⁴¹.

Солнечная электростанция «Шафаг» заработает в Джебраильском районе Азербайджана в 2024 году⁴². В рамках проекта будет внедрена бизнес-модель виртуальной передачи электроэнергии - такой механизм производства и потребления электричества будет прибыльным для всех участников проекта «Шафаг» и эксплуатации Сангачальского терминала. «Зеленая энергия» с СЭС будет передаваться на Абшерон, что обеспечит экономию газа, используемого для производства электроэнергии в Сангачале.

⁴⁰ <https://www.trend.az/azerbaijan/politics/3612561.html>

⁴¹ <https://kaspiy.az/prodolzaetsya-stroitelstvo-ges-xudaferin-i-gyz-galasy-foto>

⁴² <https://vestikavkaza.ru/news/ses-v-dzebrailskom-rajone-zapustat-v-2024-godu.html>

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли.

13 января 2022 года Президент Азербайджана Ильхам Алиев принял участие в церемонии закладки фундамента ветряной электростанции «Хызы - Абшерон» мощностью 240 МВт, которая будет построена компанией ACWA Power из Саудовской Аравии. Введение в строй ветряной электростанции планируется на 2025 год⁴³.

11 февраля 2022 года Президент Азербайджанской Республики Ильхам Алиев принял участие в открытии энергетического узла «Гобу» - 330/220/110-киловольтной подстанции «Гобу» с передаваемой мощностью 1000 МВт и 385-мегаваттной электростанции «Гобу»⁴⁴.

Впервые в истории азербайджанской энергетики проектирование теплоэлектростанции осуществляли не иностранные институты, а Научно-исследовательский институт энергетики ОАО «Азерэнерджи», строительство также вела местная компания. Главное, построенная здесь подстанция является первой возведенной в Баку 330-киловольтной подстанцией.

2 декабря 2022 года Президент Азербайджанской Республики принял участие в открытии каскада малых гидроэлектростанций «Огуз-1», «Огуз-2» и «Огуз-3» на реке Дашагыл в Огузском районе⁴⁵.

В соответствии с поставленными Президентом задачами, связанными с расширением сферы охвата альтернативных и возобновляемых источников энергии, рациональным использованием иссякающих водных ресурсов, экономией природного газа, охраной окружающей среды и выбором «зеленой энергии» в качестве приоритетного направления, Открытое акционерное общество «Азерэнерджи» создало на реке Дашагыл Огузского района в 3 местах каскадным методом на расстоянии 5 километров гидроузел, состоящий из малых гидроэлектростанций суммарной мощностью 3,6 МВт, на которых установлено 8 гидроагрегатов. Сдача в эксплуатацию каскада малых гидроэлектростанций «Огуз», которые будут производить экологически более чистую и экономную энергию, способствовала не только открытию новых рабочих мест в регионе, но и увеличению доли «зеленой энергии».

15 марта 2022 года Президент Азербайджана Ильхам Алиев принял участие в церемонии закладки фундамента Гарадагской солнечной электростанции мощностью 230 МВт, которая будет построена в Азербайджане компанией Masdar Объединенных Арабских Эмиратов. Завершение работ и ввод в эксплуатацию назначены на конец 2023 года⁴⁶.

Компания ВР продолжает расширять инвестиции в ВИЭ совместно с Правительством Азербайджанской Республики. В 2023 году будет подписано окончательное инвестиционное соглашение с правительством Азербайджана

⁴³<https://nangs.org/news/renewables/wind/acwa-power-vvedet-v-2025g-v-stroj-v-azerbajdzhane-vetryanuyu-elektrostantsiyu-moshchnostyu-240-mvt>

⁴⁴<https://az.sputniknews.ru/20220211/ilkham-aliev-na-otkrytii-novogo-energouzla-planu-azerbaydzhana-po-energetike-439062454.html>

⁴⁵<https://az.sputniknews.ru/20221202/ilkham-aliev-sovershil-poezdku-v-oguzskiy-rayon-449217324.html>

⁴⁶https://dzen.ru/a/ZJWcaP8makKQq8yK?utm_referer=www.google.com

по строительству солнечной электростанции (СЭС) «Шафаг» мощностью 240 МВт в Джабраильском районе. Ввод в эксплуатацию состоится в 2024 году. Инвестиции в проект оцениваются в \$200 млн⁴⁷.

13 февраля 2023 года в Баку состоялась церемония закладки крупнейшей тепловой электростанции мощностью 1280 МВт в Мингячевире⁴⁸. Новая ТЭС будет расположена на северо-западе Республики в 275 километрах от г. Баку. Оптимизация газовых турбин ГТУ Ansaldo AE94.3A и низкий расход условного топлива позволит Азербайджану экономить до 1 млрд м³/год природного газа. Ввод в эксплуатацию запланирован на 2025 год⁴⁹.

За последние 20 лет произошло падение уровня воды в Каспийском море, что создало серьезные проблемы в работе ГРЭС «Шимал» мощностью 800 МВт, которая обеспечивает электроэнергией более 40% г. Баку. Именно поэтому с целью предотвращения угрозы остановки работы электростанции «Шимал» было принято решение о строительстве эстакады длиной 540 метров и двух водяных насосных станций. Открытие состоялось 26 июля 2023 года⁵⁰.

8 февраля 2022 года Президент Азербайджана Ильхам Алиев принял участие в открытии после реконструкции 330/220/110/10 кВ узловой подстанции «Яшма» мощностью 3х250 МВА⁵¹. Узловая подстанция «Яшма», построенная в 1971 году, имеет большое стратегическое значение и объединяет энергетические системы Азербайджана и России. На подстанции впервые установлен шунтирующий реактор, который компенсирует реактивную мощность подстанций, расположенных на северо-западе Азербайджана и подстанции «Абшерон». Это позволяет экономить большие объемы электроэнергии и материальные средства.

13 февраля 2022 года сдана в эксплуатацию реконструированная 110/35/10 кВ подстанция «Агджабеди»⁵². Мощность подстанции увеличена на 23 МВА и доведена до 126 МВА. На подстанции «Агджабеди» системного значения, расположенной по соседству с освобожденными от оккупации территориями, построен новый Центр управления. В цифровом Центре управления, оснащенный системами управления, охраны, автоматизации современного микропроцессорного типа, создана местная система диспетчерского управления микро-SCADA.

Также завершены работы по реконструкции 110/20/6 кВ подстанции «Рамана» путем преобразования в 110/35/10-6 кВ подстанцию.

26 июня 2022 года Президент Азербайджанской Республики Ильхам Алиев принял участие в открытии построенной в Кяльбаджарском районе

⁴⁷ <https://www.eprussia.ru/news/base/2023/4796237.htm>

⁴⁸ <https://report.az/ru/vnutrennyaya-politika/costoyalas-ceremoniya-zakladki-fundamenta-krupnejshoj-elektrostancii-perioda-nezavisimosti-azerbajdzhana/>

⁴⁹ <https://neftegaz.ru/news/energy/770115-zapusk-novoy-tes-v-mingyachevire-pozvolit-azerbaydzhanu-ekonomit-do-1-mlrd-kubometrov-gaza-v-god-/>

⁵⁰ <https://interfax.az/view/896580>

⁵¹ https://www.yeniazərbaycan.com/Gundem_e65740_ru.html

⁵² <https://azertag.az/ru/axtarish?search=10&page=195>

новой малой гидроэлектростанции «Кяльбаджар-1» мощностью 4,4 МВт⁵³. Построенная на реке Лев МГЭС является первым объектом по производству энергии, построенным и сданным в эксплуатацию в Кяльбаджаре после его освобождения от оккупации. МГЭС «Кяльбаджар-1» в соответствии с концепцией «зоны зеленой энергии» будет производить экологически чистую энергию. Также в Кяльбаджарском районе завершены работы по реконструкции 5 малых гидроэлектростанций общей мощностью 26,9 МВт («Чираг-1», «Чираг-2», «Тамышлы», «Мейдан», «Союгбулаг»).

В Зангиланском районе ведется строительство 4-х малых гидроэлектростанций («Шаифлы», «Сарыкышлак», «Зангилан» «Джахангирбейли») общей мощностью 42 МВт. Завершить работы планируется к концу 2023 года⁵⁴.

13 февраля 2022 года Президент Республики принял участие в открытии в городе Агдам новых подстанций «Агдам-1» и «Агдам-2»⁵⁵.

В селе Горчу Лачинского района на высоте 1800 метров над уровнем моря завершено строительство цифровой подстанции 110/35/10 килвольт «Горчу»⁵⁶. Также завершено строительство 2-х цепной ЛЭП 110 кВ «Кяльбаджар ПС-Лачин (Горчу) ПС» протяженностью 41,5 км.

27 мая Президент Азербайджанской Республики Ильхам Алиев принял участие в открытии 110/35/10-киловольтной городской подстанции «Лачин» Открытого акционерного общества «Азербээнержи»⁵⁷. Подстанция общей мощностью 80 МВА будет выполнять узловую функцию. Также завершено строительство двухцепной ЛЭП 110 кВ МГЭС «Гюлябирд» - «Лачин ПС» протяженностью 19,2 км.

26 мая 2022 года состоялась церемония закладки фундамента 330/110-киловольтного энергетического узла «Джебраил»⁵⁸. Строительство 330-киловольтной подстанции «Джебраил» является чрезвычайно важным событием для получения дополнительного и более благоприятного выхода на подстанции Джебраил-Нахчыван-Агры (Турция), а далее через энергетическую систему Турции - на европейские энергетические рынки, повышения экспортных возможностей благодаря пропускной способности 1000 МВт, подключения Нахчыванской Автономной Республики после долгих лет к общей энергосистеме Азербайджана, интеграции гидроэлектростанций «Худаферин» и «Гыз-Галасы», а также солнечной электростанции «ВР Джебраил» в энергосистему. Создание энергетического узла «Джебраил» является наглядным примером значения Азербайджана в области создания международного энергетического коридора. В рамках упомянутого проекта

⁵³ <https://president.az/ru/articles/view/56536>

⁵⁴ <https://www.trend.az/azerbaijan/business/3753730.html>

⁵⁵ <https://1news.az/news/20220214115914663-Ilkham-Aliev-otkryl-v-Agdame-novykh-podstantsii-Agdam-1-i-Agdam-2-FOTO>

⁵⁶ <https://azertag.az/ru/xeber/Prezident Ilham Aliev prinyal uchastie v otkrytii podstancii Gorchu v Lachinskom raione VIDEO-2636303>

⁵⁷ <https://azertag.az/ru/xeber/Prezident Ilham Aliev otkryl gorodskuyu podstanciyu Lachin VIDEO-2636444>

⁵⁸ <https://www.trend.az/business/energy/3715780.html>

ведется строительство высоковольтных воздушных линий электропередачи «ПС 330 кВ Агджабади - ПС 330 кВ Джебраил» протяженностью 132 км и «ПС 330 кВ Имишли - 330 кВ Джебраил» протяженностью 130 км.

6. Реализация государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности

Азербайджанская Республика ведет политику энергоэффективности с 2017 года. В результате: Указом Президента Азербайджанской Республики от 20 августа 2021 года принят Закон «Об альтернативном использовании энергетических ресурсов и энергоэффективности». В результате ранее действовавший закон «Об использовании энергетических ресурсов» был признан недействительным. Закон вступил в силу с 1 июля 2022 года.

Основная цель принятого закона - регулирование отношений в области производства, хранения, передачи, распределения, продажи и потребления энергии. Этот закон применяется к государственным учреждениям, физическим и юридическим лицам, работающим в энергетическом секторе, а также к потребителям.

Энергетика и энергоэффективность являются ключевыми направлениями сотрудничества между ЕС и Азербайджаном⁵⁹. В рамках проекта EU4Energy в течение 2022 года ЕС финансировал проект, направленный на поддержку дальнейшего повышения энергоэффективности в Азербайджане. Программа EU4Energy направлена на улучшение качества данных и статистики в области энергетики, формирование региональных дискуссий в сфере принятия политических решений, укрепление законодательной и нормативной базы и улучшение доступа к информации в странах-партнерах. Группа международных и национальных экспертов работала совместно с министерством энергетики над разработкой подзаконных актов по энергоэффективности зданий, экодизайну и энергетической маркировке электроприборов.

3 июня 2023 года Министерство энергетики Азербайджанской Республики подписало меморандумы о взаимопонимании по реализации проектов в сфере возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в Нахчыванской автономной республике и в экономическом районе Восточный Зангезур⁶⁰.

В частности, ведомство подписало меморандум с французской TotalEnergies по сотрудничеству в оценке проекта строительства солнечной электростанции (СЭС) мощностью 250 МВт, ветряной электростанции (ВЭС) на 250 МВт. Кроме этого, меморандум подписан с Nobel Energy Management и предусматривает сотрудничество по строительству СЭС мощностью 400 МВт в Нахчыване. Проект предусматривает и экспорт в Турцию произведенной на станции электроэнергии.

⁵⁹ <https://www.trend.az/business/energy/3656881.html>

⁶⁰ <https://www.eprussia.ru/news/base/2023/5950732.htm>

7. Международное сотрудничество

В целях повышения надежности в обмене электрической энергией с Грузией и дальнейшего увеличения возможностей экспорта электроэнергии, в том числе путем транзита через Грузию на европейский рынок, 27 декабря 2022 года подано напряжение на 2-й цепи 330 кВ высоковольтной межгосударственной линии электропередачи «Гардабани».

Для увеличения технических возможностей обмена электроэнергией между Азербайджанской Республикой и Исламской Республикой Иран введена в эксплуатацию воздушная линия электропередачи 230 кВ «ПС Масаллы - ПС Астара (ИРИ)».

16 декабря 2022 года в Бухаресте состоялась церемония подписания соглашения между правительствами Азербайджана, Румынии, Грузии и Венгрии о стратегическом партнерстве в области «зеленой» энергетики. Документ предусматривает прокладку подводного кабеля, по которому будет передаваться выработанная из ВИЭ в Азербайджане электроэнергия через Грузию и Черное море в Румынию и Венгрию. В дальнейшем предусматривается ее передача и в остальную часть Европы⁶¹.

Кроме того, было подписано соглашение между национальной компанией Румынии Romgaz и азербайджанской SOCAR, которое в случае необходимости обеспечит Румынии возможность доступа к дополнительным объемам природного газа. Данное сотрудничество предусматривает транспортировку природного газа по интерконнектору Греция - Болгария (IGB). Согласно контракту, в первом квартале 2023 года планируется прокачка по нему 300 млн кубометров газа⁶².

Меморандум о взаимопонимании и сотрудничестве между операторами газотранспортных систем Болгарии («Булгартрансгаз»), Румынии (Transgaz), Венгрии (FGSZ), Словакии (Eustream) и государственной нефтяной компании Азербайджана (Socar) был подписан 25 апреля 2023 года в Софии⁶³. Документ был подготовлен в рамках совместной инициативы Solidarity Ring, предложенной Болгарией, о повышении безопасности и увеличении объема поставок природного газа в страны ЕС по безопасному маршруту.

В свете происходящих в мире глобальных изменений ситуация на мировых энергетических рынках принимает непрогнозируемый характер, но диалог между Азербайджаном и Россией в сфере энергетики выглядит вполне стабильным и устойчивым. Не так давно азербайджанская SOCAR и российский «Газпром» заключили соглашение, предусматривающее поставки российского газа в Азербайджан. Предполагается, что в ближайшее время оно будет продлено⁶⁴.

⁶¹<https://az.sputniknews.ru/20230202/azerbaydzhani-rumyniya-ukreplyayut-sotrudnichestvo-v-energetike-451347569.html>

⁶²<https://az.sputniknews.ru/20230202/azerbaydzhani-rumyniya-ukreplyayut-sotrudnichestvo-v-energetike-451347569.html>

⁶³ <https://tass.ru/ekonomika/17606009>

⁶⁴<https://az.sputniknews.ru/20230213/sotrudnichestvo-azerbaydzhani-rossii-v-sfere-energetiki-451725084.html>

8. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период 2012-2022 гг.

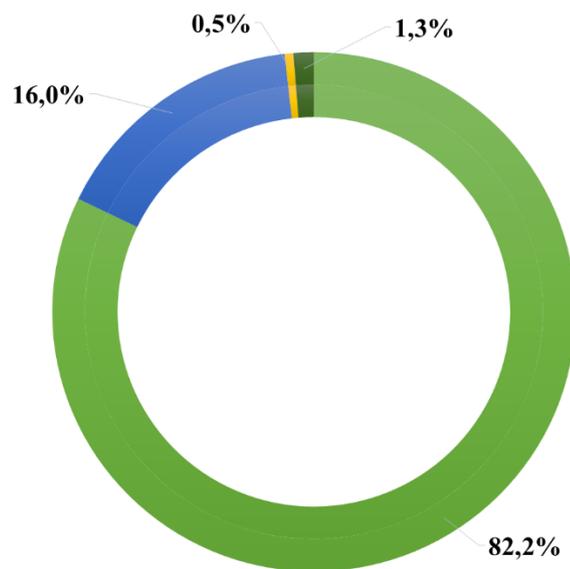
8.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2023)

Таблица 1 – Электростанции Азербайджанской Республики (данные по ОАО «Азербэнерго», ОАО «Азеришыг» и Нахичеванской АР)

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции:				
1	«Азербайджан» ТЭС	300	8	2400
2	«Джануб» ЭС (CCGT)	136 127	2 4	780
3	«Сумгаит» ЭС (CCGT)	188,7 168,3	1 2	525,3
4	«Шимал» ЭС (CCGT)	400	2	800
5	«Гобу» ЭС	18,3	21	385
6	«Сангачал» ЭС	16,6	18	299,3
7	«Бакы» ТЭЦ	535	2	107
8	«Бакы» ЭС	8,7	12	104,4
9	«Шахдаг» ЭС	8,7	12	104,4
10	«Астара» ЭС	8,7	10	87
11	«Шеки» ЭС	8,7	10	87
12	«Хачмаз» ЭС	8,7	10	87
13	«Лерик» ЭС	33	5	16,5
14	«Нахчыван» ГТ ЭС	16	4	64
15	«Нахчыван» ЭС	8,7	10	87
Итого:				5933,9
Гидравлические электростанции:				
1	«Мингечевир» ГЭС	71,5 70,4	2 4	424,6
2	«Шамкир» ГЭС	190	2	380
3	«Еникенд» ГЭС	37,5	4	150
4	«Варвара» ГЭС	5,65	3	16,95
5	«Тертер» ГЭС	25	2	50
6	«Физули» ГЭС	6,3	4	25,2
7	«Тахта Кёрпю» ГЭС	8,3	3	25
8	«Шамкирчай» ГЭС	4,07	6	24,44
9	«Араз» ГЭС	11	2	22

10	«Арпачай-1» ГЭС	8,1 5,5	2 1	20,7
11	«Биляв» ГЭС	9,99	2	19,8
Итого:				1158,87
Малые гидравлические электростанции:				
1	«Гусар» МГЭС	0,32	3	0,96
2	«Геокчай» МГЭС	1,033	3	3,1
3	«Исмаиллы-1» МГЭС	0,527	3	1,581
4	«Исмаиллы-2» МГЭС	0,527	3	1,581
5	«Балкан» МГЭС	0,48	3	1,44
6	«Вайхир» МГЭС	1,5	3	4,5
7	«Арпачай-2» МГЭС	0,7	2	1,4
8	«Масаллы» МГЭС	0,15	2	0,3
9	«Астара» МГЭС	0,15	2	0,3
10	«Огуз-1» МГЭС	0,447	3	1,341
11	«Огуз-2» МГЭС	0,447	3	1,341
12	«Огуз-3» МГЭС	0,447	2	0,894
13	«Гюлябрид» МГЭС	3,745	2	7,49
14	«Суговушан-1» МГЭС	1,6	3	4,8
15	«Суговушан-2» МГЭС	1,0	3	3,0
16	«Келбаджар-1» МГЭС	4,4	1	4,4
Итого:				38,428
Возобновляемые источники энергии:				
1	«Нахчыван» (Бабек) СЭС	-	-	22
2	«Кянгерли» СЭС	-	-	5
3	«Ени Яшма» ВЭС	2,5	20	50
4	«Яшма Баглар» ВЭС	0,9	4	3,6
5	«Шурабад» ВЭС	0,85	2	1,7
6	«Шярур» СЭС	-	-	8
Итого:				90,3
Итого (общее):				7221,498

В таблице 1 представлены основные тепловые (15 шт.), гидравлические (11 шт.), малые гидравлические (16 шт.) электростанции и ВИЭ (6 шт.) Азербайджанской Республики. Суммарно на территории Республики насчитывается 48 электростанций. Самой большей установленной мощностью обладают: «Азербайджан» ТЭС (2400 МВт), «Мингечевир» ГЭС (424,6 МВт), «Гюлябрид» МГЭС (7,49 МВт), «Ени Яшма» ВЭС (50 МВт). Суммарная установленная мощность составляет 7221,498 МВт.



- Тепловые электростанции
- Гидравлические электростанции
- Малые гидравлические электростанции
- ВИЭ

Рисунок 1 – Структура установленных мощностей в Азербайджанской Республике

На рисунке 1 структура установленных мощностей представлена следующим образом: тепловые электростанции составляют 82,2 %, гидравлические электростанции – 16,0 %, малые гидравлические электростанции – 0,5 %, ВИЭ -1,3%.

8.2. Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Таблица 2 - Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Годы		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		226	8270,28	22,84	444,4	225,9	22	616,5	4433,3	33,9	181,39	397,4
В т.ч.	ТЭС	-	7778	-	-	-	-	116,5	4400	-	-	385
	ГЭС (выше 10 МВт)	225	445,7	-	224,4	224,4	-	-	-	-	-	-
	МГЭС (10 МВт и ниже)	11	44,58	22,84	-	11,58	-	-	0,3	33,9	115,29	4,4
	ВИЭ	-	-	-	220	-	22	555,3	33	-	66,1	8
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)		-	-	-	-	-	6600	3300	-	-	-	-
В т.ч.	ТЭС	-	-	-	-	-	6600	3300	-	-	-	-

Ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей на электростанциях происходил в течение всего периода с 2012 по 2022 гг. Выведено из эксплуатации по состоянию на 2017 год – 6600 МВт, 2018 год – 3300 МВт генерирующих мощностей (Таблица 2).

8.3. Электрические сети

8.3.1. Системообразующий и распределительный сетевой комплекс

Электрическая сеть Азербайджанской Республики разделена на три части: системообразующая, питающая и распределительная. Системообразующая сеть включает в себя подстанции и линии электропередачи напряжением 220,330,500 кВ, питающая сеть -110 кВ, распределительная сеть – 0,4, 6, 10, 35, 110 кВ (Таблица 3,4).

Таблица 3 – Системообразующий сетевой комплекс

№	Системообразующие ЛЭП	Количество (шт)	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 500 кВ	3	477,44
2	ЛЭП напряжением 330 кВ	27	1770,023
3	ЛЭП напряжением 220 кВ	36	1781,605
4	ЛЭП напряжением 230 кВ	1	30,7
5	ЛЭП напряжением 110 кВ	229	4529,586
Итого:		296	8589,354

Таблица 4 – Системообразующие электрические подстанции

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
	ПС напряжением 500 кВ		
1	500/330/220/10 кВ «Апшерон»	1	1999
2	500/330/10 кВ «Самух»	1	668
	Итого:	2	2667
	ПС напряжением 330 кВ		
1	330/220/110/10 кВ «Яшма»	1	640
2	330/230/110/35/10 кВ «Имишли»	1	780
3	330/110/10 кВ «Агджабеди»	1	560
4	330 кВ РП «Геранбой»	1	-
5	330/110/10 кВ «Гянджа»	1	450
6	330/110/35/10 кВ «Гянджа Ал. Завод»	1	705
7	330/110/10 кВ «Агстафа»	1	250
8	330/110/10 кВ «Хачмаз»	1	360
9	330/220/110/10 кВ «Гобу»	1	1000

Итого:		9	4745
	ПС напряжением 220 кВ		
1	220/110/10 кВ «Хырдалан»	1	750
2	220/110/10 кВ «Мушвиг»	1	750
3	220/110/10 кВ «Сангачал»	1	325
4	220/110/10 кВ «Говсан»	1	700
5	220/110/35 кВ «Низами»	1	250
6	220/110/10 кВ «Забрат»	1	360
7	220/110/10 кВ «Сенаи Говшагы»	1	400
8	220/110/10 кВ «Масаллы»	1	250
9	220/110/10 кВ «Сальян»	1	250
10	220/110/10 кВ «Агсу»	1	126
11	220/110/10 кВ «Агдаш»	1	360
12	220/110/10 кВ «Габала»	1	252
13	220/110/10 кВ «Беюк Шор»	1	750
14	220/110/35/6 кВ «Гала»	1	650
	Итого:	14	6173
	ПС напряжением 110 кВ		
	Итого:	67	6794,3

9. Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 5 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи

№	Страна	Наимен-ие ЛЭП	Наимен-ие подстанций начала и конца ЛЭП	Нап-ие (кВ)	Общ. длина (км)	Длина по тер. гос-ва (км)	Проп. спос-ть (МВА)
1	Грузия	Самух Гардабани	п/ст Самух – п/ст Гардабани (Грузия)	500	181,5	161,3	700
2	Грузия	Гардабани-1	п/ст Акстафа – п/ст Гардабани (Грузия)	330	63,6	45	300
3	Грузия	Гардабани-2	п/ст Акстафа – п/ст Гардабани (Грузия)	330	63,6	45	300
4	Россия	Дербентская	п/ст Харчмаз– п/ст Дербент (Россия)	330	108,7	58	350
5	Россия	Билиджи	п/ст Ялма– п/ст Билиджи (Россия)	110	26,4	4,0	40
6	Иран	Муганская	п/ст Имишли– п/ст Муган (Иран)	330	52	24,7	350
7	Иран	Парсабад	п/ст Имишли– п/ст Парсабад (Иран)	230	57	30,7	220
8	Иран	Джульфа	п/ст Джульфа– п/ст Джульфа (Иран)	132	4,6	3,3	40
9	Иран	Астара	п/ст Астара– п/ст Астара (Иран)	110	19	7,5	50
10	Иран	Араз	п/ст Араз– п/ст Араз (Иран)	132	0,5	0,25	80
11	Турция	Игдыр-1	п/ст Бабек– п/ст Игдыр (Турция)	154	180	91,8	60
12	Турция	Игдыр-2	п/ст Бабек– п/ст Игдыр (Турция)	154	180	91,8	60
			ИТОГО:		936,9		

Азербайджанская Республика имеет межгосударственные линии электропередачи с Россией, Грузией, Турцией, Ираном (Таблица 5).

10. Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 6 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		21,34	21,53	22,69	22,52	22,66	22,51	22,95	23,81	23,46	25,49	26,66
В т.ч.	ТЭС	19,54	20,06	21,4	20,9	20,7	20,45	21,16	22,23	22,37	24,17	25,02
	ГЭС (выше 10 МВт)	1,8	1,47	1,28	1,6	1,9	1,73	1,7	1,5	1,02	1,22	1,51
	Малые ГЭС (10 МВт и ниже)	0,0118	0,015	0,0104	0,0115	0,03	0,018	0,021	0,032	0,025	0,042	0,07
	ВИЭ (СЭС)	-	-	-	0,0009	0,03	0,032	0,034	0,038	0,041	0,052	0,06
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		20,08	21,16	22,32	22,37	21,68	21,74	22,63	22,45	22,44	23,6	23,80
Межгосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	выдача (экспорт)	0,68	0,495	0,489	0,265	1,1	1,28	1,445	1,491	1,151	1,673	2,997
	прием (импорт)	0,14	0,127	0,124	0,107	0,114	0,108	0,131	0,137	0,136	0,152	0,137
Установленная мощность (МВт)		6323	7153	7156	7200	7226	6628	6345	6751	6751	6725	7118
В т.ч.	Тепловых	5252,3	6032	6032	6032	6032	5432	5148,5	5545	5545	5549	5934
	На жидком топливе	3300	3300	3300	3300	330	2700	2400	2400	2400	2400	2400
	На газе	856	856	856	856	856	856	872,6	872,6	873	873	1258
	ПГУ и ГТУ	1096	1876	1876	1876	1876	1876	1876	2272	2272	2276	2276
	ГЭС (выше 10 МВт)	1070,5	1121	1124	1148	1174	1174	1174	1163	1165	1143	1143
	Малые ГЭС (10 МВт и ниже)	5,5	10	12,9	12,9	14,5	14,5	14,5	14,9	15	34	39
	ВИЭ (СЭС)	-	-	-	20	20	22	22	27	27	33	36
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		3673	3777	3788	3750	3681	3509	3625	3570	3605	4137	3915
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд. кВт·ч)		0,72	0,74	0,76	0,74	0,71	0,70	0,663	0,628	0,582	0,583	0,574
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд. кВт·ч)		0,01	0,015	0,016	0,012	0,014	0,016	0,021	0,028	0,02	0,02	0,019
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (%)		8,91	8,87	8,64	4,12	1,84	2,0	1,79	1,71	1,74	1,78	1,66
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд. кВт·ч)		1,837	1,853	1,906	0,901	0,408	0,436	0,405	0,403	0,402	0,434	0,436
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		314,24	303,65	293,55	291,96	285,73	296	279,83	271,15	264,11	259,8	259,3
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		253,1	244,86	237,36	222,56	250,03	230,90	194,34	191,82	203,42	205,08	152,01
Расход натурального топлива	Условно-т.у.у.	5993	5940	6138	5946	5776	5580	5765	5889	5789	6082,6	6364,7
	Газ (млн. м ³)	5116	5202	5393	4756	4344	4780	5034,4	5139,3	5059,2	5221,5	5494,5
	Газ (%)	97,7	100	99,9	91,1	85,5	92,7	99,95	99,95	99,96	96,95	99,94
	Мазут (тыс. т)	97,8	0	3,1	388,94	614,2	311,5	-	-	-	133,9	0,1
	Мазут (%)	2,3	0	0,1	8,1	14,4	7,3	-	-	-	3,1	0,1
Полезный отпуск ЭЭ (млрд. кВт·ч)		16,5	17,0	18,2	17,9	18,7	19,9	20,6	21,5	21,6	23,1	22,9
Тариф на ЭЭ – промышленность		6,54	6,54	6,54	3,3*	5,1	5,3	5,3	5,3	5,3	5,9	5,9
Тариф на ЭЭ - население		7,65	7,65	7,65	3,9*	4/6,2	4,1/6,5**	4,1/6,5**	4,1/6,5**	4,1/6,5**	4,7/5,3/7,6**	4,7/5,3/7,6**

*С учетом 21.12.2015 1\$=1,55 манат;

**С 01.12.2016 года месячное потребление ЭЭ для населения до 300 кВт.ч 4,1 цент/свыше 300 кВт.ч 6,5 цент (1\$=1,7 манат на 31.12.2017 год). С 01.11.2021 года месячное потребление ЭЭ для населения до 200 кВт.ч (включая 200 кВт.ч) 4,7 цент/свыше 200 до 300 кВт.ч (включая 300 кВт.ч) 5,3 цент/ более 300 кВт.ч 7,6 центов. (1\$=1,7 манат на 01.11.2021 год).

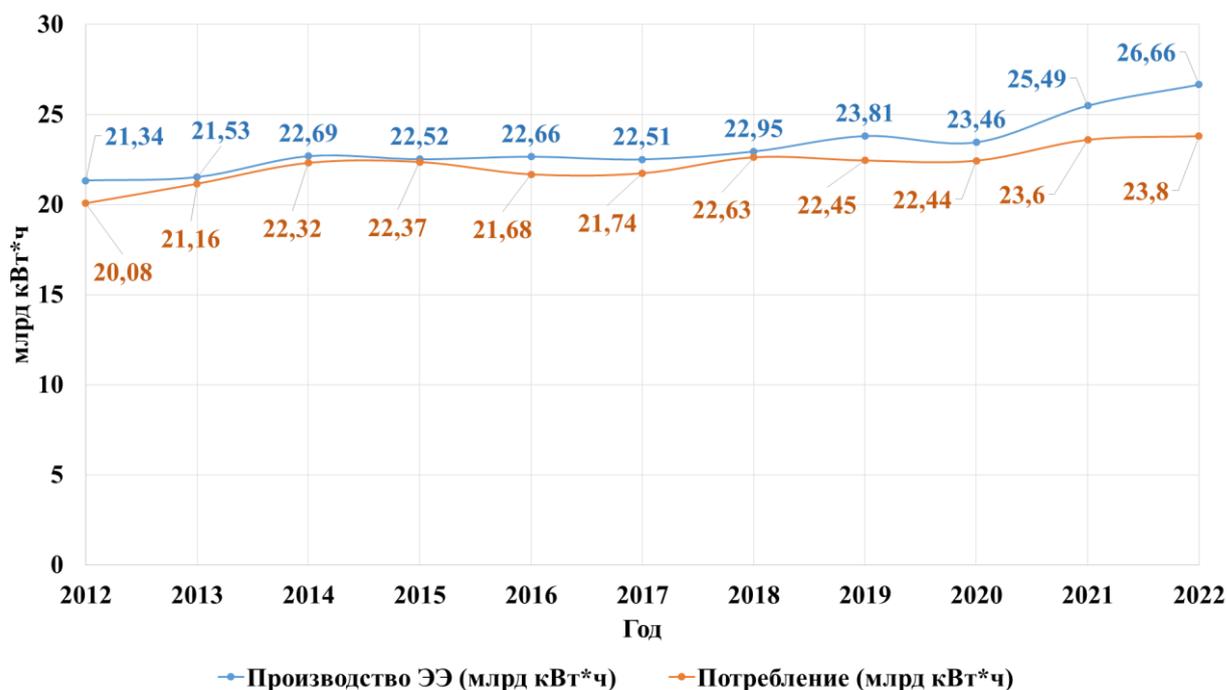


Рисунок 2 – Динамика производства и потребления электроэнергии за 2012-2022 гг. в Азербайджанской Республике

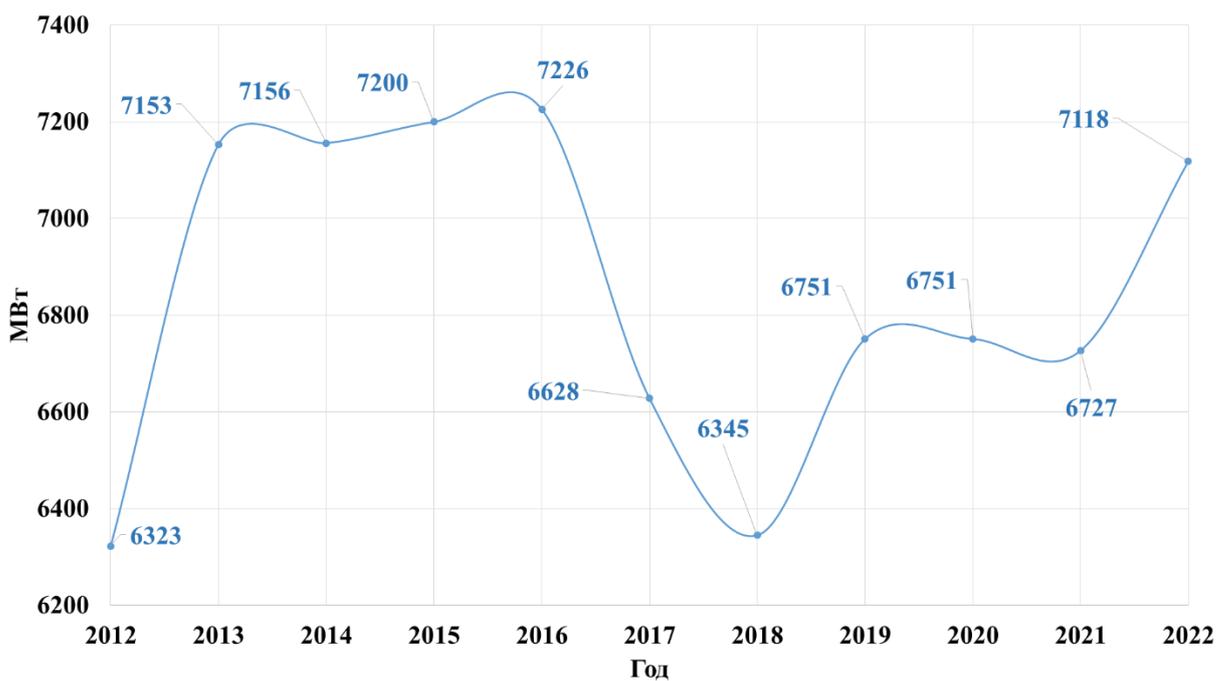


Рисунок 3 – динамика изменения установленной мощности за 2012-2022 гг. в Азербайджанской Республике

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ

1. Общая характеристика энергосистемы

Энергетика является одной из ключевых отраслей экономики Республики Армения.

Общая установленная мощность генерирующих источников Армении в 2022 год составляла 3920.4 МВт, включая

- ААЭС – 472.0 МВт;
- ТЭС – 1813.3 МВт;
- ГЭС (выше 30 МВт) – 979.6 МВт;
- ВИЭ (в т.ч. ГЭС 30 МВт и ниже) - 656.1 МВт.

Важным направлением энергетического развития Армении является ВИЭ. В Республике реализуются многочисленные проекты, связанные с ВИЭ. В частности, речь идет о проекте СЭС «Айг-1» мощностью 200 МВт, СЭС в Гегаркунике мощностью 202 МВт, СЭС «Масрик-1» мощностью 55 МВт. В перспективе планируется провести новые тендеры на строительство 5 солнечных фотоэлектрических станций общей установленной мощностью 120 МВт. С учетом существующих темпов развития солнечной энергетики ожидается, что в течение следующих трех лет установленная мощность достигнет 1000 МВт. К 2030 году правительство Армении планирует увеличить удельный вес солнечной энергии в энергобалансе страны с примерно 0,3% до 15%⁶⁵.

В 2003 году были разработаны карты ветроэнергетических ресурсов Армении, согласно которым общая мощность экономически выгодных ветровых электростанций оценивается в 450 МВт и с годовой выработкой энергии 1,26 млрд. кВт*ч. Определены основные перспективные места: перевал Зоди, Базумские горы - перевалы Карахачи и Пушкини, перевал Джаджури, район Гегамских гор, перевал Севан, Апаранский район, высокогорная зона между Сисианом и Горисом и Мегринский район⁶⁶. В Армении на данный момент есть четыре ветряные электростанции с общей установленной мощностью в 4,23 МВт.

Электросетевой комплекс включает в себя системообразующие ЛЭП напряжением 220 и 110 кВ, протяженность которых составляет 1419 и 3296 км соответственно. Суммарная протяженность распределительных сетей напряжением 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ, 6 кВ составляет 16937,13 км.

В Республике Армения Министерство территориального управления и инфраструктуры отвечает за разработку и реализацию энергетической политики, разрабатывает соответствующие первичные и подзаконные акты, а также инвестиционные планы для государственных предприятий. Регулирующим органом в области атомной энергетики является Государственный комитет по регулированию ядерной безопасности.

⁶⁵ https://finport.am/full_news.php?id=46174

⁶⁶ <http://www.minenergy.am/page/545>

Министерство охраны природы осуществляет надзор за защитой и сохранением природных ресурсов и отвечает за оценку воздействия на окружающую среду. Это назначенный национальный орган для проектов в рамках Механизма чистого развития Киотского протокола.

Комиссия по регулированию общественных услуг (КРОУ) является независимым органом, отвечающим главным образом за методологию и анализ тарифов, процедуры лицензирования и регулирование импорта/экспорта. Комиссия также регулирует водоснабжение, отходы, телекоммуникации и железнодорожный транспорт.

Фонд возобновляемых ресурсов и энергоэффективности (R2E2) отвечает за реализацию проектов в области возобновляемых источников энергии и энергоэффективности.

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Основные законы Республики Армения, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. «Об энергетике» от 07.03.2001 г. N-ЗО-148 (с изменениями от 10.02.2023 г.)⁶⁷;
2. «О государственном техническом контроле в области развития энергетики и энергопотребления» от 14.12.2004 г. N НО-36-N (с изменениями от 01.01.2022 г.)⁶⁸;
3. «Об охране окружающей среды» от 11.04.2005 г. N НО-82-N (с изменениями от 27.04.2023 г.)⁶⁹;
4. «О государственном регулировании обеспечения технической безопасности» от 24.10.2005 г. N НО-204-N (с изменениями от 07.12.2023 г.)⁷⁰;
5. «Об энергосбережении и возобновляемой энергетике» от 9.11.2004 г. N НО-122-N (с изменениями от 01.05.2022 г.)⁷¹;
6. «Об основах управления и административного поведения» от 18.02.2004 г. N НО-41-N (с изменениями от 07.10.2022 г.)⁷²;
7. «О внутреннем аудите» от 22.12.2010 N НО-17-N (с изменениями от 22.02.2022 г.)⁷³;
8. «Об оценке воздействия и экспертизе окружающей среды» от 21.06.2014 г. N-НО-110-N (с изменениями от 09.06.2023 г.)⁷⁴;
9. «О лицензировании» от 27.06.2001 г. № ЗР-193 (в редакции от 8.04.2009 г. № ЗР-73)⁷⁵.

Постановления КРОУ Республики Армения, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. «Об установлении тарифов на распределение природного газа при оказании услуг оператора системы газоснабжения и комиссии по регулированию общественных услуг РА» от 30.06.2023 г. № 214-U⁷⁶;
2. «О регулировании комиссии коммунальных услуг РА» от 14.12.2022 г. № 536-Ն⁷⁷;
3. «Об утверждении порядка лицензирования деятельности в области энергетики и о признании утратившим силу ряда постановлений РА» № 374Н от 01.11.2013;

⁶⁷ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=150007>

⁶⁸ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=28145>

⁶⁹ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=150140>

⁷⁰ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=32415>

⁷¹ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=27535>

⁷² <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=150044>

⁷³ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=57799>

⁷⁴ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=150168>

⁷⁵ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=79517

⁷⁶ <https://armenia-am.gazprom.com/d/textpage/5d/93/214.pdf>

⁷⁷ <https://armeniaam.gazprom.com/d/textpage/5d/93/24e594dc2fff7cc0c3634076972fe68fe93759244b4e6d9fdf63d89f89abdd91.pdf>

4. «Об утверждении правил торговли оптового рынка электрической энергии Республики Армения и о признании утратившим силу постановление КРОУ РА №344Н от 09.08.2017» от 25.12.2019 № 516Н;
5. «Об утверждении правил торговли на розничном рынке электроэнергии Республики Армения и о признании утратившим силу постановление КРОУ РА № 358Н от 27.12.2006» от 25.12.2019 № 517Н;
6. «Об утверждении сетевых правил передачи рынка электроэнергии Республики Армения и о признании утратившим силу постановление КРОУ РА №161Н от 17.05.2017» от 25.12.2019 № 522Н;
7. «Об утверждении сетевых правил распределения рынка электроэнергии Республики Армения» от 25.12.2019 № 523Н;
8. «Об определении типовой формы договора розничного рынка электроэнергии, и о признании утратившим силу постановление КРОУ РА №218Н от 31.05.2017» от 25.12.2019 № 519Н;
9. «О порядке утверждения правил согласования инвестиционных программ в области энергетики, предоставления отчетов об инвестициях лицензированных лиц, мониторинга инвестиционной деятельности лицензированных лиц в области энергетики и о признании утратившим силу постановление КРОУ РА № 166Н от 11.05.2012» от 19.05.2021 № 180Н;
10. «Об утверждении перечня общественных организаций, требований к закупочным процедурам, об установлении правил порядка предоставления отчетов и мониторинга этих организаций и о признании утратившим силу ряда постановлений КРОУ РА» от 19.08.2020 № 273А;
11. «Об утверждении порядка передачи электрической энергии иным сетям распределителя или субпотребителям через энергоустановки потребителей и о признании утратившим силу постановление КРОУ РА № 41 от 14.04.2004» от 18.12.2019 № 468Н.

3. Реформирование (реструктуризация) электроэнергетики и формирование национальных электроэнергетических рынков

Согласно постановлению правительства РА №48-Л от 14 января 2021 года с 1 февраля 2022 года был осуществлён переход на новую модель электроэнергетического оптового рынка с применением вновь разработанной «Программы управления рынком».

Рынок электроэнергии Армении до 01.02.2022г. регулировался в соответствии с положениями закона РА об “Энергетике” и правилами торговли рынка электроэнергии, утвержденными постановлениями КРОУ РА. Согласно этим правилам, модель рынка электроэнергии соответствовал модели с единым покупателем. Единым покупателем и поставщиком электроэнергии являлся ЗАО “Электрические сети Армении”, который одновременно является распределительной компанией.

Вступившие в силу с 1 июля 2018 года поправки в Закон «Об энергетике» заложили правовую основу для поэтапной либерализации рынка электроэнергии, перехода на новую модель, предусматривающую введение конкурентных механизмов в нерегулируемой части рынка, обеспечивая беспрепятственный выход на рынок новых участников, стимулируя региональную торговлю. В контексте указанных изменений законом предусмотрено изменение структуры как оптового, так и розничного рынка электроэнергии, то есть выход на рынок новых участников, гармонизация прав и обязанностей действующих участников с правилами свободного рынка. Таким образом, на основании требований закона была разработана новая модель рынка электроэнергии и внедрены новые инструменты регулирования рынка, меры ответственности на внутренних рынках производства и потребления, и другие основополагающие принципы, опирающиеся как на передовую международную практику, так и на защиту прав потребителей.

Решениями комиссии от 25 декабря 2019 года № 516-Н и № 518-Н утверждены торговые правила оптового рынка электроэнергии РА и типовая форма договора (оферты) оптового рынка, что создало соответствующие правовые и экономические предпосылки для либерализации рынка электроэнергии и внедрению конкурентных рыночных составляющих, в том числе внедрение услуги балансирования электроэнергии, тарифного регулирования и ценообразования на отдельных сегментах оптового рынка электроэнергии.

Согласно план-графику, обеспечивающий реализацию стратегического плана развития энергетического сектора Республики Армения (до 2040 года), утвержденным приложением 2 к постановлению Правительства РА № 48-Л от 14 января 2021 года), переход на новую модель оптового рынка электроэнергии в полном объеме произошел с 1 февраля 2022 года. Однако, исходя из того, что указанная реформа достаточно сложна и радикальна, содержит серьезные риски как в плане реализации, в целях осуществления плавного перехода к более либеральной модели были установлены переходные положения для первого года работы рынка. Вышеуказанные

регламенты были направлены, с одной стороны, на сектор производства электроэнергии, чтобы позволить участникам рынка адаптировать свое поведение к новой модели рынка (почасовой учет и ответственность), предотвратив возможные риски банкротства, а с другой стороны, позволить крупным игрокам в сфере потребления воспользоваться преимуществами, предоставляемыми рынком, одновременно сводя к минимуму негативное влияние, особенно на группу потребителей, нуждающихся в защите, а именно на население.

В результате до 1 февраля 2022 года правила торговли оптового рынка электроэнергии вводились в действие поэтапно с внесением соответствующих изменений в соответствующие правовые акты Комиссии, связанные с либерализацией рынка в целях обеспечения плавного перехода от рыночной модели к конкурентной, а также с учетом проблем, зафиксированных в результате запуска программы управления рынком и проведенных с участниками оптового рынка обсуждений. В условиях поэтапного перехода на конкурентную модель рынка электроэнергии, начиная с 1 февраля 2022 года, Комиссией осуществляется также мониторинг оптового рынка электроэнергии, направленный на выявление возможных препятствий на рынке в переходный период (в том числе проблем, вызванных факторами, не зависящими от участников рынка) и принятие мер, направленные на их устранение.

4. Реализация государственной стратегии развития электроэнергетической отрасли на среднесрочную и долгосрочную перспективу

Согласно Постановлению Правительства Республики, Армения №48-Л от 14 января 2021 года была утверждена стратегическая программа развития энергетики до 2040 и план-график по обеспечению ее реализации⁷⁸.

Основной целью документа является стратегическое планирование энергетической сферы, в том числе с учетом того факта, что предыдущие документы потеряли свою актуальность и появилась необходимость в пересмотре стратегии в соответствии с современными требованиями. Документом предусмотрены основные направления развития отрасли и мероприятия, предусмотренные для их реализации.

Стратегия Правительства Армении фокусируется на обеспечении следующих условий развития энергетической отрасли республики:

- свободный, конкурентный и недискриминационный климат,
- высокий уровень инклюзированной и диверсифицированной энергетической безопасности,
- чистое и энергосберегающее устойчивое развитие,
- региональное значение,
- безопасность и надежность,
- оцифрованность и обновленность, наукоемкость, высокая технологичность,
- прогнозируемость и прозрачность,
- доступность и справедливость для всех, достаточная мера доступности для уязвимой части общества, а также привлекательность для инвесторов.

В документе также предусмотрены основные приоритеты развития энергетической отрасли:

1. Максимальное использование потенциала возобновляемой энергетики.

Целью Правительства Республики Армения является дальнейшее стимулирование условий для развития солнечной энергетики с обеспечением к 2030г. долевого участия производства электроэнергии на солнечных станциях до 15% (или 1.8 млрд кВтч) от общего производства. Для достижения такого показателя необходимо строительство солнечных станций, в том числе автономных, мощностью около 1000 МВт.

Учитывая тенденции развития солнечных технологий и располагаемых местных ресурсов, ожидается опережающее развитие солнечных электростанций по сравнению с прочими типами возобновляемых технологий. При этом, должны учитываться ограничения, связанные с обеспечением требований электроэнергетической системы к показателям надежности и безопасности.

2. Освоение потенциала энергосбережения.

⁷⁸ http://energo-cis.ru/news/armeniya_utverdila/?year=2021&month=1

Значительный потенциал энергосбережения существует во всех отраслях экономики Армении – транспорт, промышленность, многоквартирные дома, финансируемый из бюджета государственный сектор, топливно-энергетический комплекс и т.д. Основная политика Правительства по освоению этого потенциала будет направлена на реализацию институциональных реформ, основное содержание которых должно быть сосредоточено на привлечении инвестиций в энергосбережение, развитие возобновляемой энергетики, повышение энергетической безопасности, обеспечение экологических требований.

3. Развитие атомной энергетики (продление проектной сроки службы эксплуатации 2-го блока ААЭС и строительство нового энергоблока).

С точки зрения «зеленой» энергетики атомная энергетика является чистой декарбонизированной энергетикой. Развитие атомной энергетики также является важнейшим фактором с точки зрения обеспечения энергетической безопасности и независимости страны.

4. Региональное сотрудничество и программа строительства транспортного коридора Север-Юг.

Для формирования электроэнергетической системы регионального значения необходима реализация программы строительства транспортного коридора Север-Юг, а именно, строительство линий электропередачи и инфраструктур Армения-Иран и Армения-Грузия. Одним из основных преимуществ реализации указанной программы является повышение надежности и безопасности электроэнергетической системы Армении.

5. Поэтапная либерализация электроэнергетического рынка.

Стратегия Правительства Республики Армения предусматривает переход электроэнергетического рынка Армении к новой либерализированной модели, и которая на начальном этапе сохранит ряд ограничений для развертывания полномасштабной конкуренции. Тем не менее, вектор реформ будет направлен на полную либерализацию, учитывая процесс формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС.

Согласно Стратегии Правительства Республики Армения, с 1 февраля 2022г. был осуществлен переход на новую модель электроэнергетического оптового рынка с применением вновь разработанной «Программы управления рынком», которая на начальном этапе сохранит ряд ограничений для развертывания полномасштабной конкуренции.

Стратегической Программой предписывается сооружение следующих объектов генерации электроэнергии:

- Комплекс солнечных (в основном фотоэлектрических) станций, суммарной мощностью ~ 1000,0 мВт и ежегодным производством до 1,6 млрд. кВтч электроэнергии.
- Комплекс ветряных электростанций, суммарной мощностью ~ 500,0 мВт и ежегодным производством до 0,2 млрд. кВтч электроэнергии.

- Комплекс малых гидроэлектростанций, суммарной мощностью ~ 400,0 мВт и ежегодным производством до 0,2 млрд. кВтч электроэнергии.
- Два парогазовых энергоблока (на базе Ереванской ТЭЦ), суммарной мощностью ~ 450,0 мВт и ежегодным производством до 2,0 млрд. кВтч электроэнергии. В 2021 году введена в эксплуатацию новая парогазовая электростанция, мощностью 250 МВт

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

В течение 2022 года в рамках, согласованных с КРОУ инвестиционных программ, были осуществлены инвестиции в энергетическую инфраструктуру закрытыми акционерными обществами «Электрические сети Армении», «Газпром Армения», «КонтурГлобал ГидроКаскад», «Международная энергетическая корпорация», «Расчетный центр», «Армянская АЭС» и «Высоковольтные электрические сети». Кроме того, закрытые акционерные общества «Армянская Атомная Электростанция», «Оператор энергосистемы» и «Высоковольтные электрические сети», также осуществили инвестиции в рамках кредитных программ, полученных от правительства Республики Армения или от международных финансовых корпораций с гарантией последней.

Объем инвестиций, реализованных регулируемыми компаниями, завершенных и введенных в эксплуатацию в 2021 и 2022 годах в рамках инвестиционных программ, составил более 330 млрд драмов.

Стратегия развития передающей электросети предусматривает реализацию мероприятий по двум направлениям:

1. Модернизация существующей инфраструктуры;
2. Расширение передающей сети.

В течение 2023 года в Республике Армения продолжается ремонт высоковольтных подстанций «Агарак-2» и «Шинуайр»⁷⁹. Через подстанцию «Агарак-2» электроэнергетическая система Армении связывается с иранской. На пути линий электропередачи из Ирана находится и подстанция Шинуайр, в северной части Сюникской области. Ремонт этих подстанций позволит полноценно функционировать новой линии электропередачи в 400 кВ между Ираном и Арменией. Работы планируется завершить к концу 2024 года.

Продолжается также ремонт подстанции «Арарат-2», которая снабжает энергией южную часть Араратской области, а также подстанции Зовуни, к северу от Еревана.

На финальной стадии находится ремонт подстанций «Личк» на побережье Севана, «Ванадзор-1» (в городе Ванадзор) и «Ашнак» (недалеко от города Талин на севере Арагацотнской области).

В начале января 2023 года было объявлено, что срок строительства сети, соединяющей энергосистемы Армении и Грузии, продлен до 31 декабря 2027 года⁸⁰. Цель проекта – соединить армянские и грузинские энергосистемы посредством трансформатора постоянного тока, расположенного в Айруме. С грузинской стороны подключение планируется произвести с подстанции «Марнеули», с армянской стороны – с подстанции Ддмашен, посредством воздушных линий электропередач. Благодаря новой ЛЭП мощность обмена

⁷⁹<https://ru.armeniasputnik.am/20221228/v-2023-godu-v-armenii-prodolzhat-remont-dvukh-krupnykh-podstantsiy-na-iranskom-napravlenii-53245590.html>

⁸⁰<https://ru.armeniasputnik.am/20230109/armeniya-vybyvaet-iz-energeticheskikh-programm-regiona-53560826.html>

электроэнергией между Арменией и Грузией планируется на первом этапе довести до 350 МВт вместо нынешних 200 МВт, а затем, исходя из потребностей регионального рынка, до 1050 МВт.

Группа компаний «Ташир» продолжает политику расширения энергетической инфраструктуры в Армении. В течение 2024-2025 гг. будут построены и введены в эксплуатацию две новые тепловые электростанции (ТЭС) в Ноемберянском районе и на территории Разданской ТЭС⁸¹. На реализацию двух проектов планируется потратить \$120 млн и €30 млн. Проект будет направлен как на удовлетворение потребностей электроэнергии в Армении, так и экспорт в Грузию. В рамках строительства компания берет на себя обязательства использовать новейшие технологии, соответствующие международным стандартам, что станет вкладом в охрану окружающей среды. Кроме того, при строительстве тепловой электростанции планируется максимально использовать местные строительные материалы и трудовые ресурсы. Согласно проекту порядка 150 человек будут задействовано в возведении теплоэлектростанции.

Кроме того, в рамках проекта будет реконструирована высоковольтная линия электропередачи «Лалвар» в Армении, а также около 30 км высоковольтной линии электропередачи на территории Грузии⁸². Все инвестиции будут осуществлены группой компаний «Ташир» с дальнейшим вычетом из оплаты на трансмиссию электроэнергии. В ближайшее время намечается подписание соответствующих меморандумов со всеми заинтересованными сторонами.

Еще одна ТЭС мощностью 50 МВт будет построена на территории Разданской ТЭС. На первом этапе будет установлено 4 газопоршневых генератора последнего поколения с использованием новейших технологий по 12,5 МВт⁸³. На втором этапе планируется увеличить мощность станции в два раза до 100 МВт. На станции будет использовано оборудование компании MAN Energy Solutions. Установка новых генераторов снизит выбросы в атмосферу и окажет наименьшее влияние на окружающую среду. Станция будет построена до конца 2024 года. Общий объем инвестиций и этапа составит около 30 млн. евро. Будет создано 25 рабочих мест. Годовая выработка электроэнергии составит 400 млн. кВт·ч.

В 2021 году ЗАО «Электрические сети Армении» и «Контур Глобал Гидро Каскад» реализовали согласованные с КРОУ РА инвестиционные программы в сфере энергетики. Объем инвестиционной программы ЗАО «Электрические сети Армении» на 2016-2027 годы составляет около 350000 млн драм, а объем инвестиционной программы ЗАО «Контур Глобал Гидро Каскад» на 2021-2023 годы - около 10254,6 млн драм.

⁸¹<https://tashir.ru/media/news/2023/gruppa-kompaniy-tashir-prodolzhaet-investirovat-v-energetiku-armeni.html>

⁸²<https://armeniatoday.news/economica/589572/>

⁸³<https://investin.am/ru/news/tashir-group-has-confirmed-investments-of-150000000-to-build-2-new-thermal-power-plants-in-armenia-by-2025/>

Реализуемые инвестиционные программы направлены на решение и регулирование ряда проблем. В частности, реализация инвестиционной программы ЗАО «Электрические сети Армении» приведет к снижению эксплуатационных расходов и затрат на техническое обслуживание, потерь, а также количества отключений электроэнергии, среднего отклонения напряжения от допустимых пределов и снижения частоты. Реализация инвестиционной программы ЗАО «Контур Глобал Гидро Каскад» обеспечит бесперебойность работы гидроэлектростанций, повысит уровень безопасности и надежности.

В процессе строительства в Республике Армения находятся следующие генерирующие мощности на основе ВИЭ:

- солнечная фотоэлектрическая электростанция «Масрик-1», 55 МВт, ввод в эксплуатацию - сентябрь 2023 года (инвестиции \$60 млн)⁸⁴.
- 23 малых ГЭС общей установленной мощностью 50 МВт, ввод в эксплуатацию до 2023 года (инвестиции \$60 млн)⁸⁵.

⁸⁴ <https://regnum.ru/news/3634015>

⁸⁵ https://energy.eaeunion.org/Documents/energy_efficiency.pdf

6. Реализация государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности

Энергосбережение является приоритетным направлением развития энергетики Республики Армения. Это средство, обеспечивающее повышение энергетической безопасности и экономической конкурентоспособности страны и обеспечивающее снижение отрицательного влияния на окружающую среду.

С 2006 года в Республике действует Фонд возобновляемой энергии и энергоэффективности Армении⁸⁶. Он был создан правительством Республики Армения в соответствии с законом РА «Об энергосбережении и возобновляемой энергетике» в качестве самостоятельной общественной организации. Председатель совета попечителей фонда - министр энергетических инфраструктур и природных ресурсов РА.

Основными целями Фонда являются:

- Способствовать развитию сектора возобновляемых источников энергии и энергосбережения;
- Способствовать развитию рынка и привлечению инвестиций в сектор;
- Разработать механизмы, направленные на повышение энергетической безопасности, надежности энергосистем;
- Организовывать и реализовывать кредитные, грантовые и другие программы, способствующие развитию отрасли от имени государства;
- Способствовать снижению техногенного воздействия на окружающую среду, здоровье человек

С 2012 года Правительство Республики Армения при содействии Всемирного банка приступило к реализации программы энергосбережения общественных объектов (школы, другие образовательные учреждения, детские сады, больницы, административные здания, дома культуры, наружное освещение резиденции и др.). Глобальная экологическая цель состоит в том, чтобы сократить выбросы парниковых газов (ПГ) за счет устранения барьеров для инвестиций государственного сектора в энергоэффективность⁸⁷. Целью проекта является снижение энергозатрат на наружное освещение общественных зданий и жилых домов за счет энергосберегающих мероприятий.

В Республике также реализуется программа «Светлая граница». Цель проекта - создать возможность долгосрочной экономии электроэнергии для жителей этих населенных пунктов, а значит, облегчить бытовые заботы, посредством регулярных благотворительных акций по установке светодиодных светильников в приграничных населенных пунктах Армении. и Арцах⁸⁸. Программа также способствует распространению среди широкой общественности информации о значительной экономии электроэнергии за счет доступных и энергоэффективных технологий.

⁸⁶ <http://www.minenergy.am/ru/page/544>

⁸⁷ <https://r2e2.am/am/projects/energy-efficiency-projects/>

⁸⁸ <https://r2e2.am/am/projects/energy-efficiency-projects/>

Фонд возобновляемых источников энергии и энергосбережения Армении реализует проект «Энергоэффективные сообщества»⁸⁹. Механизмы улучшения энергосбережения в общественных зданиях и содействие развитию грантовой программы «зеленая энергетика». В ходе реализации проекта были реализованы следующие мероприятия по энергосбережению:

- Замена наружных окон и дверей;
- Утепление крыш и наружных стен;
- Монтаж или модернизация систем отопления, горячего водоснабжения и кондиционирования;
- Модернизация искусственного и уличного освещения;
- Установка теплового насоса, солнечных водонагревательных и фотоэлектрических систем.

Согласно Постановлению Правительства РА №398-Л от 24 марта 2022 года была утверждена «Программа по энергосбережению и возобновляемой энергетике на 2022- 2030 гг.». В программе рассмотрены вопросы обеспечения необходимого уровня энергетической надежности и безопасности, усиления экономической и энергетической независимости, стимулирования создания новых производственных мощностей и услуг для развития энергосбережения и возобновляемой энергетике, а также снижения отрицательного влияния техногенных факторов на окружающую среду и здоровье человека.

С 01.07.2022 года реализуется программа государственной поддержки работ по энергосберегающему ремонту квартир и индивидуальных жилых домов. Программа рассчитана до 1 июля 2023 года. В начале проекта ожидалось участие около 2000 бенефициаров.

По итогам 2022 года количество бенефициаров Проекта составило 1265; сумма предоставленного кредита – 2,5 млрд драмов; сумма, выделенная госбюджетом РА на 2022 год, составила 40 млн драмов.

В госбюжете РА на 2023 год на проект выделен 309,769 млн драмов, из них в первом квартале выделен 50 млн драмов. По итогам первого квартала 2023 года количество бенефициаров составило 2391 (что уже превышает количество бенефициаров, запланированное для всего проекта).

По итогам первого квартала 2023 года сумма предоставленного кредита составляет 5,3 млрд драмов.

В установленном порядке с Министерством территориального управления и инфраструктуры РА договоры подписали 26 коммерческие банки и кредитные организации (13 банков и 13 кредитных организаций).

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ).

В настоящий момент в стадии реализации находятся проекты по строительству новых солнечных электростанций, мощностью 55 МВт Масрик-1 и 200 МВт Айг-1.

⁸⁹ <https://r2e2.am/am/projects/energy-efficiency-projects/>

Помимо этого, по состоянию на 01.01.2023 г. электроэнергию вырабатывали 189 МГЭС, суммарной мощностью 389.24 МВт (в стадии строительства находятся 21 МГЭС, суммарной мощностью 75.5 МВт), 60 солнечные электростанции, суммарной мощностью 204.79 МВт; 4 ветровые ЭЭ, с установленной мощностью 4.23 МВт. В энергосистеме функционировали 10282 автономных солнечных установок, суммарной установленной мощностью до 196.87 МВт.

7. Международное сотрудничество

При существующих условиях геополитических отношений интеграция Республики Армения в региональные экономические, в том числе энергетические рынки является одним из приоритетов стратегии развития страны.

С целью обеспечения интеграции Армении в региональные энергетические рынки осуществляются следующие шаги:

1. Формирование общего рынка электроэнергии ЕАЭС

1) Армения активно участвует в процессе формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС, который предусмотрено запустить в 2025г.

В соответствии с планом формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС предусмотрено принятие пяти регулирующих документов:

- Правила доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии (мощности) в рамках общего электроэнергетического рынка ЕАЭС,
- Правила взаимной торговли электроэнергией,
- Правила определения и распределения пропускной способности межгосударственных линий электропередачи,
- Правила обмена информацией,
- Правила развития межгосударственных сетей.

2) Формирование общего рынка природного газа в рамках ЕАЭС
В 2025г. планируется запуск общего рынка природного газа ЕАЭС.

С целью формирования общего рынка природного газа ЕАЭС предусмотрено принятие следующих регулирующих документов:

- Порядок осуществления торгов на бирже газа,
- Единые правила доступа стран-членов к газотранспортной системе,
- Протокол завершения комплексных мероприятий в странах-членах, обеспечивающих доступ к газотранспортной системе,
- Правила торговли на общем рынке газа,
- Установление документов по информационному взаимодействию в системе информационного обмена.

3) Техническое регулирование в ЕАЭС

В настоящее время в стадии обсуждения находятся проекты технических регламентов «О безопасности высоковольтных установок» и «О передаче по магистральным газопроводам жидких и газоподобных углеводородов».

2. Армения – Европейский Союз

В соответствии с «Соглашением о всестороннем и расширенном партнерстве» (СВРП) между Арменией и Европейским Союзом предусмотрено сотрудничество в таких областях, как энергетическая политика, энергетическая безопасность, диверсификация источников энергии, диверсификация маршрутов передачи, конкурентные энергетические рынки, использование возобновляемых источников энергии, стимулирование

энергоэффективности и энергосбережения, региональное энергетическое сотрудничество, научно-техническое сотрудничество и прочее.

В результате гармонизации с учетом местных условий инструкций и правил ЕС предусмотрено обеспечение соответствия регулирующих принципов энергетической отрасли Армении европейским показателям.

3. Армения-Иран

Осуществление параллельной синхронной работы электроэнергетических систем Армении и Ирана обеспечивает существенное повышение надежности функционирования электроэнергетической системы Армении. Поставка из Ирана природного газа является альтернативным маршрутом газоснабжения.

Расширение сотрудничества Армении и Ирана в сфере газа и электроснабжения имеет стратегическое значение для Армении, в связи с чем осуществляется сооружение новой двухцепной линии электропередачи, напряжением 400 кВ Армения-Иран с перспективой реализации программы создания Кавказской передающей электросети. Ввод в эксплуатацию новых инфраструктур позволит в рамках проекта обмена газ-электроэнергия довести импорт электроэнергии к концу 2025 года как минимум до 5 млрд кВтч.

4. Армения-Грузия

В рамках регионального сотрудничества имеется межсистемная связь между электроэнергетическими системами Армении и Грузии. Ввиду наличия ряда ограничений синхронная работа этих энергосистем не осуществляется. С целью преодоления этих ограничений и повышения пропускной способности осуществляется программа строительства Кавказской (Армения-Грузия) передающей электросети.

Одновременно с реализацией этой программы будет разработано Соглашение о принципах торговли электроэнергией между Арменией и Грузией.

Обеспечение асинхронной параллельной работы (через вставку постоянного тока) между энергосистемами Армении и Грузии создаст реальные предпосылки для участия Армении в общем электроэнергетическом рынке ЕАЭС.

Для обеспечения региональной интеграции реализуются следующие программы:

- Строительство двухцепной воздушной линии электропередачи 400 кВ Иран-Армения и подстанции, напряжением 400 кВ «Нораван», реализуемое при финансировании иранской стороны в размере 107.9 млн EUR. Ввод в эксплуатацию указанных линий электропередачи и подстанции позволит довести мощность обмена между двумя энергосистемами до 1200 МВт против действующей в настоящее время мощности 350 МВт.
- С целью реализации программы по строительству Кавказской передающей электросети предполагается обеспечение асинхронной параллельной работы армянской и грузинской энергосистем. На первом этапе предполагается строительство вставки постоянного тока Айрум, напряжением

500/400 кВ, мощностью 350 МВт и 8 км воздушной линии, напряжением 500 кВ от нее до границы с Грузией, а также строительство новой подстанции 400/220 кВ с двумя автотрансформаторами в Ддмашен и одноцепной (с двухцепными опорами) воздушной линии электропередачи-обмен напряжением 400 кВ от Ддмашен до Айрума. Реализация этой программы обеспечит возможность обмена между энергосистемами до 350 МВт мощности. Инвестиционная составляющая этого этапа оценивается в 188.2 млн EUR. В зависимости от условий развития рынков и объемов перетоков между энергосистемами мощность вставки постоянного тока может быть увеличена в течение последующих двух этапов до 1000 МВт.

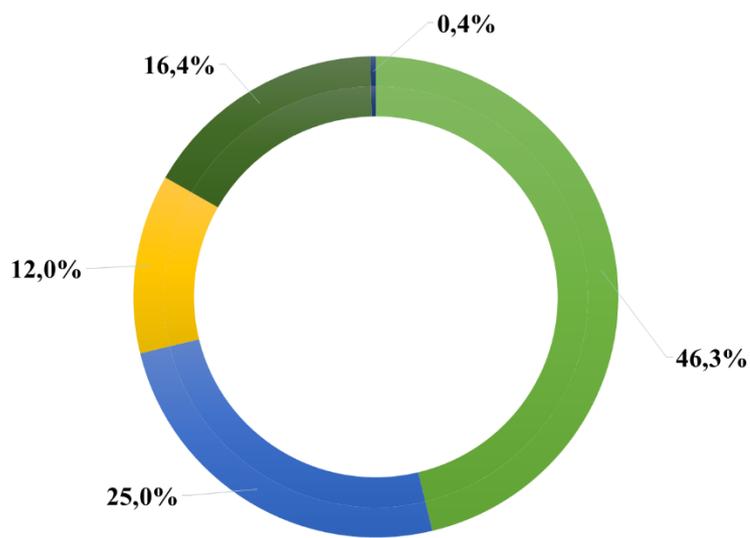
8. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период с 2012-2022 гг.

8.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2023)

Таблица 1 – Электростанции Республики Армения

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции:				
1	Ереванская ТЭС	63,5/174	1/1	237,5
2	Разданская ТЭС	200/200/200/210	3/1	810
3	Раздан-5 ТЭС	320/165,8	1/1	485,8
4	Армпауер	190/90	1/1	280
Итого:				1813,3
Гидравлические электростанции:				
1	Севанская ГЭС	17,12/17,12	2	34,24
2	Разданская ГЭС	40/40	2	80
3	Аргелская ГЭС	56/56/56/56	4	224
4	Арзнинская ГЭС	23,52/23,52/23,52	3	70,56
5	Канакерская ГЭС	12,5/12,5/12,5/12,5/26/26	4/2	102
6	Ереванская ГЭС-1	22/22	2	44
7	Ереванская ГЭС-3	5	1	5
8	Спандарянская ГЭС	38/38	2	76
9	Шамбская ГЭС	91,2/91,2	2	182,4
10	Татевская ГЭС	53,6/53,6/53,6	3	160,8
Итого:				979
Атомные электростанции:				
1	Армянская АЭС	236/236	2	472
Возобновляемые источники энергии:				
1	Малые ГЭС	-	189	432,38
2	Ветряная ЭС	-	4	4,23
3	Солнечная ЭС	-	61	205,49
Итого:				642,1
Прочие:				
1	Малые ТЭС	-	3	14
Итого (общее):				3920,4

Суммарная установленная мощность составляет 3920,4 МВт (Таблица 1).



- Тепловые электростанции
- Гидравлические электростанции
- Атомные электростанции
- ВИЭ
- Прочие (малые ТЭС)

Рисунок 1 – Структура установленных мощностей в Республике Армения

На рисунке 1 структура установленных мощностей представлена следующим образом: тепловые электростанции составляют 46,3 %, гидравлические электростанции – 25,0 %, ВИЭ – 16,4 %, атомные электростанции – 12,0%, прочие (малые ТЭС) – 0,4 %.

8.2. Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Таблица 2 - Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Годы		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		36,4	40	28,7	25,8	27	20,7	23,3	27,1	22,1	319	123,55
В т.ч.	ТЭС	0	0	0	0	0	0	0	0	5,6	254	0
	АЭС	0	0	0	0	0	0	0	20	0	0	0
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 30 МВт и ниже)	36,4	40	28,7	25,8	27	20,7	23,3	7,1	16,5	65,0	123,55
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)		0	0	0	1,2	300	0	0	0	0	0	0

Ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей на электростанциях осуществлялся в течение всего периода с 2012 по 2022 гг. Выведено из эксплуатации по состоянию на 2015 год – 1,2 МВт, на 2016 год – 300 МВт генерирующих мощностей (Таблица 2).

8.3. Электрические сети

8.3.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 3 – Системообразующий сетевой комплекс

№	Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 220 кВ	1418,8
2	ЛЭП напряжением 110 кВ	3231,14
Итого:		4649,94

В настоящее время системообразующие линии электропередач Республики Армения представлены ЛЭП 220 кВ, 110 кВ соответственно (Таблица 3).

Таблица 4 – Системообразующие электрические подстанции

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 220 кВ	14	-
2	ПС напряжением 110 кВ	123	-
Итого:		137	-

Системообразующие электрические подстанции представлены ПС напряжением 220 кВ и 110 кВ (Таблица 4). Общее количество составляет 137 шт.

8.3.2. Распределительный электросетевой комплекс

Таблица 5 – Распределительные ЛЭП

№	Распределительные ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 110 кВ	2750,14
2	ЛЭП напряжением 35 кВ	2401,76
3	ЛЭП напряжением 10 кВ	8922,23
4	ЛЭП напряжением 6 кВ	2863
Итого:		16937,13

Распределительные ЛЭП представлены напряжением 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ, 6 кВ (таблица 5).

Таблица 6 – Распределительные электрические подстанции

№	Распределительные электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 110 кВ	103	
2	ПС напряжением 35 кВ	224	
3	ПС напряжением 10 кВ	5881	
4	ПС напряжением 6 кВ	2287	
Итого:		8495	

Распределительные электрические подстанции в Республике Армения представлены ПС напряжением 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ, 6 кВ (Таблица 6). Общее количество составляет 8495 шт.

9. Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 7 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи

№	Страна	Наимен-ие ЛЭП	Наимен-ие подстанций начала и конца ЛЭП	Нап-ие (кВ)	Общ. длина (км)	Длина по тер. гос-ва (км)	Проп. спос-ть (МВА)
1	Грузия	Алаверди	ПС Алаверди – ПС Гардабани (Грузия)	220	58,4	19,62	200
2	Грузия	Лалвар	ПС Алаверди-2 – ПС Садахло (Грузия)	110	26,9	22,4	60
3	Грузия	Ниноцминда	ПС Ашоцк – ПС Ниноцминда (Грузия)	110	35,8	13,67	60
4	Иран	Арсабаран-1	ПС Алеверди – ПС Арасбаран (Иран)	220	105,3	3,7	350
		Арсабаран-2	ПС Агарак – ПС Арасбаран (Иран)		83,47	3,7	

Республика Армения имеет межгосударственные линии электропередачи с Ираном и Грузией (Таблица 7).

10. Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 6 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		012	013	014	015	016	017	018	019	020	021	022
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		8,0	7,7	7,7	7,8	7,3	7,8	7,8	7,6	7,7	7,7	8,91
В т.ч.	ТЭС	3,4	3,1	3,2	2,8	2,6	2,9	3,4	3,0	3,1	3,4	3,9
	ГЭС (выше 25 МВт*)	1,7	1,4	1,3	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	0,9	1,4	1,13
	АЭС	2,3	2,4	2,5	2,8	2,4	2,6	2,1	2,2	2,8	2,0	2,8
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт* и ниже)	0,6	0,8	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0
	прочие	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		6,5	6,5	6,7	6,7	6,3	6,7	6,4	6,5	6,5	7,1	7,63
Межгосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	передача (экспорт)	1,6	1,3	1,2	1,3	1,2	1,4	1,6	1,2	1,3	0,9	1,4
	получение (импорт)	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,3	0,12
Установленная мощность (МВт)		3148,1	3182,6	3217,1	3265	3291,77	3314,13	3341,31	3417,52	3439,83	3761,22	3920,4
В т.ч.	ТЭС	1537,8	1537,8	1537,8	1537,8	1537,8	1537,8	1537,8	1537,8	1529,4	1783,4	1813,3
	ГЭС (выше 25 МВт)	965,4	965,4	965,4	965,4	965,4	965,36	965,6	965,6	965,6	965,6	979,0
	АЭС	400	400	400	400	400	400	410	472	472	472	472
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт* и ниже)	230,9	265,4	299,9	347,8	374,57	396,97	413,91	428,13	458,83	540,22	656,1
	прочие	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		1322	1521	1299	1262	1240	1176	1190	1155	1233	1272	1263
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,01	50,06	50,07	50,03	50,06	50,07	50,05	49,96	50,03	50,01	49,9
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд.кВт·ч)		0,37	0,37	0,36	0,36	0,33	0,35	0,35	0,33	0,34	0,31	0,37



Рисунок 2 – Динамика производства и потребления электроэнергии за 2012-2022 гг. в Республике Армения

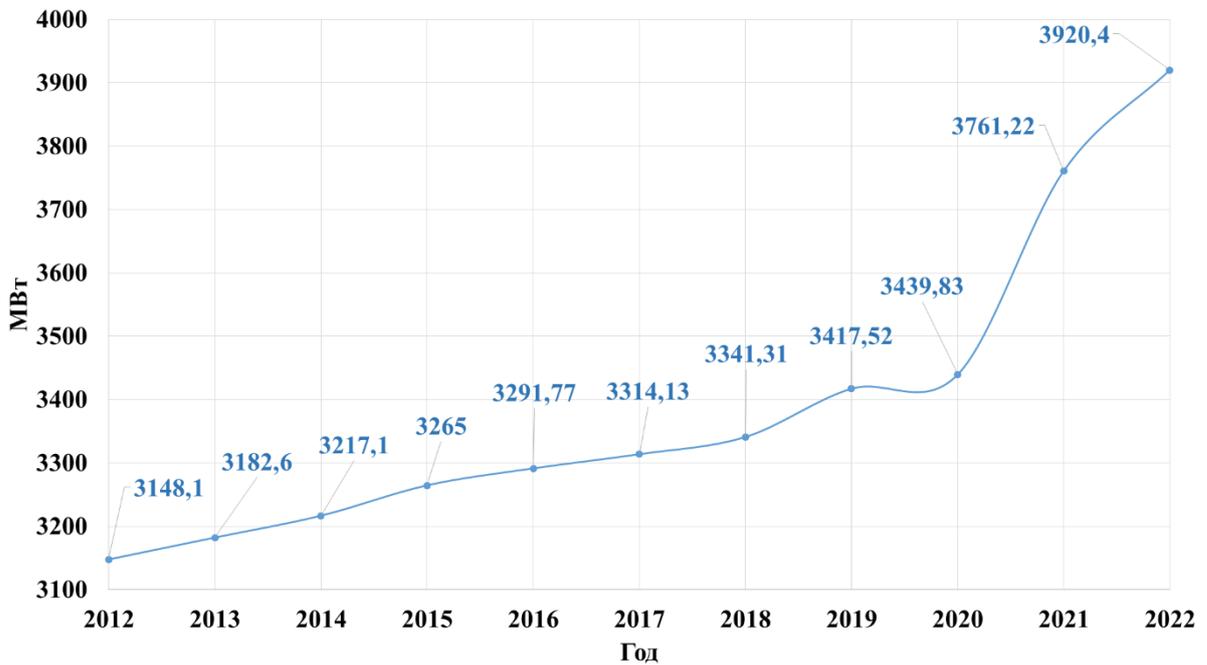


Рисунок 3 – Динамика изменения установленной мощности за 2012-2022 гг. в Республике Армения

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

1. Общая характеристика энергосистемы

Долгосрочной целью развития топливно-энергетического комплекса (ТЭК) Беларуси является удовлетворение потребностей экономики и населения страны в энергоносителях на основе их максимально эффективного использования при снижении нагрузки на окружающую среду.

Республика Беларусь является членом (партнером) многих интеграционных объединений, в цели которых заложено совместное решение геополитических, технологических, экономических, экологических и других вопросов в области энергетики.

Выполняя достигнутые договоренности, Беларусь выступает надежным партнером в области транзита энергетических ресурсов, является активным участником в вопросе снижения выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, достигла высоких показателей в области рационального использования топливно-энергетических ресурсов⁹⁰.

Государственная политика и регулирование в энергетическом секторе, включая сферы энергоэффективности и возобновляемой энергии, реализуются путём издания постановлений и директив, утверждаемых Президентом Республики Беларусь.

Министерство энергетики Республики Беларусь - республиканский орган государственного управления, координирующий политику в области производства и распределения электроэнергии, газа, пара и горячей воды⁹¹.

Основные задачи:

- реализация государственной политики в области энерго- и газоснабжения потребителей Беларуси;
- проведение научно-технической, экономической и социальной политики, направленной на создание условий для эффективной работы организаций, в целях удовлетворения потребности народного хозяйства и населения в электрической и тепловой энергии, природном и сжиженном газе, твердых видах топлива, их рационального и безопасного использования;
- принятие в установленном порядке мер по обеспечению энергетической безопасности Беларуси;
- принятие в установленном порядке мер по обеспечению ядерной и радиационной безопасности при создании и функционировании ядерной энергетики в Беларуси;
- принятие мер по обеспечению гарантированного подключения к государственным энергетическим сетям установок по использованию возобновляемых источников энергии в порядке, установленном законодательством;

⁹⁰ <https://president.gov.by/ru/belarus/economics/osnovnye-otrasli/energetika>

⁹¹ <https://president.gov.by/ru/statebodies/ministerstvo-energetiki>

- разработка и осуществление мер по улучшению платежной дисциплины при расчетах за топливо и энергию;
- развитие международного сотрудничества и внешнеэкономических связей по вопросам, отнесенным к компетенции Минэнерго;
- осуществление государственного регулирования производства и распределения электроэнергии, газа, пара и горячей воды, а также создание условий для развития организаций всех форм собственности, осуществляющих данные виды экономической деятельности.

Государственное производственное объединение электроэнергетики «Белэнерго» (ГПО «Белэнерго») осуществляет функции управления хозяйственной деятельностью электроэнергетического комплекса Республики Беларусь⁹².

В состав ГПО «Белэнерго» входят аппарат управления и подведомственные организации, в том числе шесть областных республиканских унитарных предприятий электроэнергетики, которые сформированы по территориальному принципу и являются вертикально интегрированными компаниями, включающими электростанции, электрические и тепловые сети, а также государственное предприятие «Белорусская АЭС», государственное предприятие «Белэнергострой» – управляющая компания холдинга», организация централизованного снабжения, ремонтно-наладочная организация, проектные организации, учреждение образования.

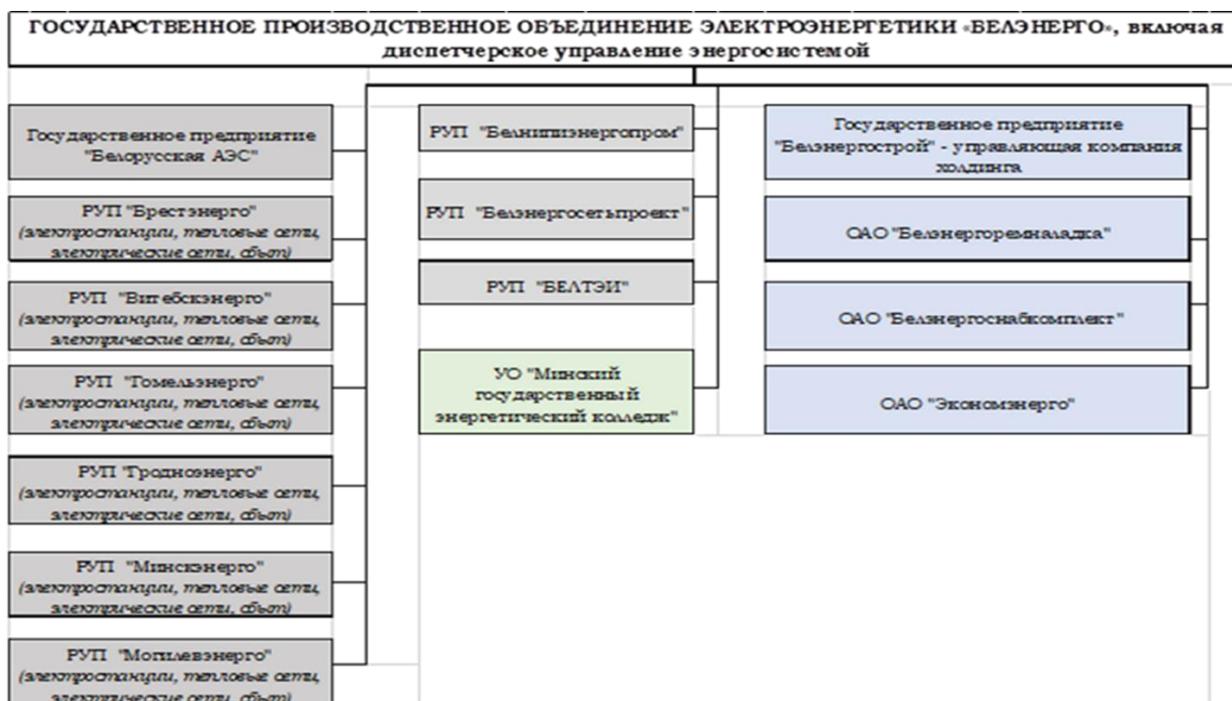


Рисунок 1 – Организационная структура ГПО «Белэнерго»

Основные направления деятельности:

- управление энергетической системой Беларуси;

⁹² <http://www.energo.by>

- производство, передача и распределение электрической и тепловой энергии;
- поддержание в надлежащем состоянии электростанций, электрических и тепловых сетей;
- оперативно-диспетчерское управление технологическим процессом производства и поставок электроэнергии;
- технический надзор за состоянием электростанций и сетевых объектов энергосистемы Беларуси.

Регулирование тарифов на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергоснабжающими организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго», в соответствии с Указом Президента Республики Беларусь от 25 февраля 2011 г. № 72 «О некоторых вопросах регулирования цен (тарифов) в Республике Беларусь»⁹³ в Республике осуществляется:

- Министерством антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь – для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей;
- Советом Министров Республики Беларусь (по согласованию с Президентом Республики Беларусь) – для населения.

В соответствии с Указом Президента Республики Беларусь от 13 июня 2023 г. № 171 «О принятии мер в области ценообразования»⁹⁴ в республике осуществляется единый подход в области ценообразования и установление наиболее прозрачного механизма формирования экспортных цен на отдельные товары. С учетом сложившейся практики по регулированию цен (тарифов) внесены изменения в Указ от 25 февраля 2011 года № 72 «О некоторых вопросах регулирования цен (тарифов) в Республике Беларусь».

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 марта 2014 г. № 222 (с изменениями на 04.12.2021 г.)⁹⁵ утверждено Положение о порядке формирования цен (тарифов) на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию (далее – Положение).

Положением установлен порядок формирования базовых тарифов на электрическую и тепловую энергию, отпускаемую энергоснабжающими организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго», в целях определения базовых уровней тарифов на указанные топливно-энергетические ресурсы, которые являются основой для установления тарифов на электрическую и тепловую энергию дифференцированных по группам потребителей.

Указанное Положение позволяет обеспечить защиту прав потребителей энергоресурсов и создать условия для их экономного расходования, четко определить структуру экономически обоснованных затрат и необходимой прибыли, включаемых при формировании тарифов на энергию.

Суммарная установленная мощность (по состоянию на 01.01.2023 г.) составила 11190,6 МВт.

⁹³ <https://pravo.by/document/?guid=3871&p0=p31100072>

⁹⁴ <https://www.alta.ru/tamdoc/23bl0171/>

⁹⁵ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31525993&show_di=1

Системообразующие линии электропередачи представлены напряжением 750 кВ, 330 кВ, 220 кВ общей протяженностью 7667 км. Распределительные линии электропередачи представлены напряжением 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ, 6 кВ, 0,4 кВ общей протяженностью 273267 км.

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Основные кодексы Республики Беларусь, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. Гражданский кодекс Республики Беларусь от 7 декабря 1998 года, статьи 510 – 518 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.03.2023 г.)⁹⁶;
2. Кодекс Республики Беларусь об административных правонарушениях от 6 января 2021 года № 91-3, статьи 16.1, 16.2, 21.1, 21.2, 21.6, 21.8, 22.7, 24.24, 24.41 и другие (с изменениями и дополнениями по состоянию на 09.12.2022 г.)⁹⁷;
3. Кодекс Республики Беларусь о земле от 23 июля 2008 года № 425-3, статьи 1, 6, 38, 75, 76 и другие (с изменениями и дополнениями по состоянию на 18.07.2022 г.)⁹⁸;
4. Лесной кодекс Республики Беларусь от 24 декабря 2015 года № 332-3, статьи 1, 4, 40 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.01.202 г.)⁹⁹;
5. Налоговый кодекс Республики Беларусь (особенная часть) от 29 декабря 2009 года № 71-3, пункт 22 статьи 121, подпункт 13.3 пункта 13 статьи 131, подпункт 2.3 пункта 2 статьи 140, подпункт 3.29 пункта 3 статьи 174, подпункт 3.33 пункта 3 статьи 175, подпункт 1.13 пункта 1 статьи 285 и другие (с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.07.2023 г.)¹⁰⁰;
6. Жилищный кодекс Республики Беларусь от 28 августа 2012 года № 428-3, статьи 21, 25, 26, 29 – 34, 90, 91, 177 и другие (с изменениями и дополнениями по состоянию на 17.07.2023 г.)¹⁰¹.

Основные Законы Республики Беларусь, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. Закон Республики Беларусь от 26 ноября 1992 г. № 1982-ХП «Об охране окружающей среды», статьи 32, 39, 51, 634, 74, 82 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.01.2022 г.)¹⁰²;
2. Закон Республики Беларусь от 10 мая 1999 г. № 255-3 «О ценообразовании» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.07.2014 г.)¹⁰³;
3. Закон Республики Беларусь от 16 декабря 2002 г. № 162-3 «О естественных монополиях» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.11.2019 г.)¹⁰⁴;

⁹⁶ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30415161&pos=14;-114#pos=14;-114

⁹⁷ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=38043824

⁹⁸ https://continent-online.com/Document/?doc_id=30414544

⁹⁹ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31915812

¹⁰⁰ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30553155

¹⁰¹ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31249714

¹⁰² https://continent-online.com/Document/?doc_id=30450550

¹⁰³ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30415960

¹⁰⁴ https://continent-online.com/Document/?doc_id=30548411#pos=0;200

4. Закон Республики Беларусь от 16 июля 2008 г. № 405-З «О защите прав потребителей жилищно-коммунальных услуг», статья 14 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 08.12.2022 г.)¹⁰⁵;
5. Закон Республики Беларусь от 15 июля 2010 г. № 169-З «Об объектах, находящихся только в собственности государства, и видах деятельности, на осуществление которых распространяется исключительное право государства» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 14.10.2022 г.)¹⁰⁶;
6. Закон Республики Беларусь от 27 декабря 2010 г. № 204-З «О возобновляемых источниках энергии» (в редакции Закона Республики Беларусь от 09.01.2018 г. № 91-З)¹⁰⁷;
7. Закон Республики Беларусь от 12 декабря 2013 г. № 94-З «О противодействии монополистической деятельности и развитии конкуренции» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 18.12.2019 г.)¹⁰⁸;
8. Закон Республики Беларусь от 8 января 2015 г. № 239-З «Об энергосбережении» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.05.2021 г.)¹⁰⁹;
9. Закон Республики Беларусь от 5 января 2016 г. № 354-З «О промышленной безопасности» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.05.2021 г.)¹¹⁰;
10. Закон Республики Беларусь от 30 мая 2022 г. № 173-З «О регулировании отношений в сфере использования возобновляемых источников энергии»¹¹¹.

Указы Президента Республики Беларусь, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. Указ Президента Республики Беларусь от 15 августа 1994 г. № 50 «О расчетах потребителей за природный газ, электрическую и тепловую энергию»¹¹²;
2. Указ Президента Республики Беларусь 20 марта 1996 г. № 109 «О мерах по повышению эффективности использования электрической и тепловой энергии»¹¹³;
3. Указ Президента Республики Беларусь от 22 декабря 2010 г. № 670 «О некоторых вопросах оплаты природного газа, электрической и тепловой энергии» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 06.10.2022 г.)¹¹⁴;

¹⁰⁵ https://continent-online.com/Document/?doc_id=30848636#pos=2;-57

¹⁰⁶ https://continent-online.com/Document/?doc_id=30789954#pos=0;300

¹⁰⁷ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=32614

¹⁰⁸ https://continent-online.com/Document/?doc_id=31486214&show_di=1#pos=0;300

¹⁰⁹ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31651414

¹¹⁰ https://continent-online.com/Document/?doc_id=33453051#pos=1;-111

¹¹¹ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=140756

¹¹² https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=35349896&show_di=1

¹¹³ <http://pravo.levonevsky.org/bazaby11/republic57/text001.htm>

¹¹⁴ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31632487&show_di=1

4. Указ Президента Республики Беларусь от 25 февраля 2011 г. № 72 «О некоторых вопросах регулирования цен (тарифов) в Республике Беларусь» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.02.2022 г.)¹¹⁵;
5. Указ Президента Республики Беларусь от 5 декабря 2013 г. № 550 «О некоторых вопросах регулирования тарифов (цен) на жилищно-коммунальные услуги и внесении изменений и дополнений в некоторые Указы Президента Республики Беларусь» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 09.09.2022 г.)¹¹⁶;
6. Указ Президента Республики Беларусь от 6 августа 2014 г. № 397 «О технологическом присоединении электроустановок»¹¹⁷;
7. Указ Президента Республики Беларусь от 24 сентября 2019 г. № 357 «О возобновляемых источниках энергии»¹¹⁸;
8. Указ Президента Республики Беларусь от 14 апреля 2020 г. № 127 «О возмещении расходов на электроснабжение эксплуатируемого жилищного фонда» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.10.2020 г.)¹¹⁹;
9. Указ Президента Республики Беларусь от 16 апреля 2021 г. № 153 «О развитии электроэнергетики»¹²⁰;
10. Указ Президента Республики Беларусь от 5 октября 2021 г. № 381 «О строительстве распределительных электрических сетей» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 10.02.2023 г.)¹²¹;
11. Указ Президента Республики Беларусь от 31 марта 2022 г. № 130 «О расчетах за природный газ, электрическую и тепловую энергию»¹²²;
12. Указ Президента Республики Беларусь от 6 октября 2022 г. № 354 «О расчетах за природный газ, электрическую и тепловую энергию»¹²³.

Отдельные вопросы в сфере электроэнергетики, урегулированные постановлениями Совета Министров Республики Беларусь, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. Правила электроснабжения (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394) (с изменениями и дополнениями по состоянию на 13.07.2023 г.)¹²⁴;
2. Положение о порядке формирования цен (тарифов) на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 17 марта 2014 г. № 222) (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.12.2021 г.)¹²⁵;

¹¹⁵ https://continent-online.com/Document/?doc_id=30943721#pos=0;0

¹¹⁶ https://continent-online.com/Document/?doc_id=31482993#pos=1;-11

¹¹⁷ https://continent-online.com/Document/?doc_id=31594081#pos=0;200

¹¹⁸ <https://president.gov.by/ru/documents/ukaz-357-ot-18-sentjabrja-2019-g-22079>

¹¹⁹ https://continent-online.com/Document/?doc_id=36712268

¹²⁰ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=36613562&show_di=1

¹²¹ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=34648476

¹²² https://continent-online.com/Document/?doc_id=39583014#pos=1;-91

¹²³ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=37887108&show_di=1

¹²⁴ https://continent-online.com/Document/?doc_id=31073451#pos=0;100

¹²⁵ https://continent-online.com/Document/?doc_id=31525993#pos=1;-85

3. Положение о порядке заключения договора на технологическое присоединение электроустановок к электрическим сетям, Положение о порядке формирования платы за технологическое присоединение электроустановок к электрическим сетям (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31 октября 2014 г. № 1031) (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.10.2022 г.)¹²⁶;
4. Комплексный план развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции и межотраслевой комплекс мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 г. № 169) (с изменениями и дополнениями по состоянию на 20.10.2022 г.)¹²⁷;
5. Положение о государственном энергетическом и газовом надзоре (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 29 марта 2019 г. № 213) (с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.02.2023 г.)¹²⁸;
6. Положение о порядке формирования тарифов (цен) на жилищно-коммунальные услуги для населения и юридических лиц (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 5 декабря 2019 г. № 837)¹²⁹;
7. Правила подготовки организаций к отопительному сезону, его проведения и завершения (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 14 мая 2020 г. № 286)¹³⁰;
8. Определение целевых направлений развития энергетики в Программе деятельности Правительства Республики Беларусь на период до 2025 года (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 24 декабря 2020 г. № 758) (с изменениями и дополнениями по состоянию на 09.11.2021 г.)¹³¹;
9. Вопросы возмещения расходов на электроснабжение эксплуатируемого жилищного фонда (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 16 января 2021 г. № 16)¹³²;
10. Определение направлений и задач энергосбережения (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 24 февраля 2021 г. № 103) (с изменениями и дополнениями по состоянию на 09.02.2023 г.)¹³³;
11. Правила доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и Правила доступа к услугам по передаче и (или) распределению электрической энергии (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 2 июля 2021 г. № 381) (с изменениями и дополнениями по состоянию на 25.10.2022 г.)¹³⁴;
12. Положение о порядке организации проектирования и реконструкции распределительных электрических сетей и Положение о порядке частичного

¹²⁶ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31626271

¹²⁷ https://continent-online.com/Document/?doc_id=37448342#pos=0;400

¹²⁸ https://continent-online.com/Document/?doc_id=35769186#pos=0;0

¹²⁹ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=33199577

¹³⁰ <https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=C22000286&p1=1>

¹³¹ https://continent-online.com/Document/?doc_id=31713713#pos=0;200

¹³² https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=32286981

¹³³ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=34247413&show_di=1

¹³⁴ https://continent-online.com/Document/?doc_id=34455330#pos=0;300

возмещения средств физическим лицам, участвовавшим в финансировании реконструкции распределительных электрических сетей (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31 декабря 2021 г. № 796)¹³⁵;

13. Положение о порядке использования высвободившихся средств при приобретении электрической энергии, производимой из возобновляемых источников энергии и Положение о комиссии по использованию высвободившихся средств при приобретении электрической энергии, производимой из возобновляемых источников энергии (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 2 сентября 2022 г. № 580) (с изменениями от 12.05.2023 г.)¹³⁶;

14. Положение о согласовании создания новых, реконструкции, модернизации, технической модернизации источников электрической и (или) тепловой энергии (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 25 октября 2022 г. № 726)¹³⁷;

15. Положение о порядке установления охранных зон электрических сетей, размерах и режиме их использования (постановление Совета Министров Республики Беларусь от 21 ноября 2022 г. № 794)¹³⁸.

¹³⁵ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31762896

¹³⁶ https://continent-online.com/Document/?doc_id=37007582

¹³⁷ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=39250653

¹³⁸ https://continent-online.com/Document/?doc_id=36782096#pos=0;0

3. Реформирование (реструктуризация) электроэнергетики и формирования национальных электроэнергетических рынков

Советом Министров Республики Беларусь 1 ноября 2016 г. одобрена концепция проекта Закона Республики Беларусь «Об электроэнергетике» (протокол заседания Президиума Совета Министров Республики Беларусь от 1 ноября 2016 г. № 26).

Министерством энергетики подготовлен проект Закона Республики Беларусь «Об электроэнергетике», по которому сделаны выводы о рассмотрении целесообразности его доработки после ввода Белорусской АЭС и формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза.

В период 2019 – 2022 годы в рамках разработанных мероприятий по совершенствованию структуры управления организациями, входящими в систему Министерства энергетики Республики Беларусь, одобренных Главой государства:

- создано государственное учреждение «Государственный энергетический и газовый надзор» – Указ Президента Республики Беларусь от 28 февраля 2019 г. № 92;
- создано государственное предприятие «Белорусская АЭС» передано в подчинение ГПО «Белэнерго» – Указ Президента Республики Беларусь от 11 мая 2019 г. № 172;
- в соответствии с распоряжением Президента Республики Беларусь от 20 мая 2019 г. № 88рп акции ОАО «Бобруйскэнергомонтаж» переданы в коммунальную собственность;
- реорганизованы ГПО «Белэнерго» (путем присоединения к нему РУП «ОДУ»), РУП «Брестэнерго» (ГП «Котельное и электротехническое производство»);
- создан строительный холдинг «Белэнергострой холдинг» в сфере электроэнергетики с включением в него 7 специализированных организаций, входивших в состав ГПО «Белэнерго»;
- из состава ГПО «Белэнерго» исключено 11 организаций – приказ Министра энергетики Республики Беларусь от 18 декабря 2020 г. № 307.

В 2021 году принят Указ № 153 от 16 апреля 2021 г. «О развитии электроэнергетики»¹³⁹, направленный на усовершенствование государственного регулирования отношений в области энергоснабжения, а также создание условий для развития конкуренции при купле-продаже электрической энергии, в том числе посредством урегулирования отношений по передаче и (или) распределению электрической энергии по электрическим сетям энергоснабжающих организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике для последующего формирования в республике конкурентного товарного рынка

¹³⁹ <https://president.gov.by/ru/documents/ukaz-no-153-ot-16-aprelya-2021-g>

электрической энергии с учетом международных обязательств Республики Беларусь в сфере электроэнергетики.

В 2022 году проводилась работа по подготовке проекта Указа Президента Республики Беларусь «Об оптовом рынке электрической энергии», а также ряда нормативных правовых актов, направленных на реализацию отдельных его положений.

4. Реализация государственной стратегии развития электроэнергетической отрасли на среднесрочную и долгосрочную перспективу

В период 2011 – 2015 годы электроэнергетический комплекс Беларуси развивался в соответствии с Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь (утверждена Указом Президента Республики Беларусь от 17 сентября 2007 г. № 433) и Государственной программой развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года (утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29 февраля 2012 г. № 194).

Ключевыми итогами являются:

1. Сбалансированная модернизация и развитие генерирующих источников, электрических и тепловых сетей.

Организациями ГПО «Белэнерго» введено 1908,4 МВт электрогенерирующих мощностей, выведено 746 МВт неэффективных генерирующих мощностей. Выполнена реконструкция и новое строительство 11 180 км электрических сетей при прогнозном показателе не менее 7 500 км. Осуществлена замена, реконструкция и строительство тепловых сетей в объеме 577,5 км при прогнозном показателе на указанный период 500 – 600 км.

Организациями жилищно-коммунального хозяйства за период реализации программы заменено 3 163,5 км тепловых сетей.

2. Снижение затрат на производство, транспортировку и использование тепловой и электрической энергии.

Экономия топливно-энергетических ресурсов к 2016 году была запланирована на уровне 1 265 тыс. т у.т. Достигнуто за период реализации Государственной программы – 1 892 тыс. т у.т. (149,6 % от прогнозного показателя программы).

Снижение удельного расхода топлива на производство электроэнергии (в условиях, сопоставимых с 2010 годом) было запланировано к 2016 году до 25 – 30 г у.т./кВт·ч. Достигнуто за период реализации Государственной программы 33,4 г у.т./кВт·ч. (133,6 % от прогнозного показателя программы).

Использование местных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) с учетом вторичных энергоресурсов и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) за период реализации программы было запланировано на уровне 1 100,0 – 1 290,0 тыс. т у.т, фактическое использование составило 4 031,3 тыс. т у.т. с учетом использования попутного газа, что эквивалентно замещению 3,57 млрд. куб. м природного газа (в 3,7 раза превышен прогнозный показатель программы).

3. Обеспечение динамики обновления основных фондов Белорусской энергетической системы.

Достигалось путем модернизации и развития генерирующих источников, электрических и тепловых сетей. Износ основных производственных фондов

энергосистемы к 2016 году оценивался на уровне 40 % при установленном уровне в 2010 году – 48 %.

4. Совершенствование тарифной политики.

Уровень возмещения тарифами для населения затрат на оказание услуг энергоснабжения по факту за 2015 год составил:

- по электроснабжению – 75,2 %;
- по теплоснабжению – 17,8 %.

5. Снижение импортоемкости производства электрической и тепловой энергии.

Достигнутый уровень к 2016 году – 64,4 % (74,9 % – в 2010 году).

С 2016 года развитие электроэнергетики Беларуси осуществляется в рамках Комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции и Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016 – 2020 годы (постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 31 марта 2016 г. № 8).

В 2016 – 2020 годах на 14 электростанциях ГПО «Белэнерго» установлено 25 электрокотлов общей суммарной мощностью 760 МВт, а также в 6 котельных установлено 9 электрокотлов общей суммарной мощностью 156 МВт.

В 2016 – 2022 годах организациями Минэнерго введено более 1 525 МВт современных электрогенерирующих мощностей, выведено из эксплуатации 305,4 МВт.

Отношение суммарной установленной мощности к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме в 2022 году составило 180,4 %. Показатель лежит в пределах нормальных значений индикатора энергетической безопасности. Отношение среднесуточного количества нарушений электроснабжения населенных пунктов за 2022 год к общему количеству населенных пунктов составило 0,3 %.

В 2022 году оценочный показатель удельного веса накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» по производству электроэнергии составляет 49,4 %.

В 2016 – 2022 годах построено (реконструировано) порядка 12 990 км электрических сетей напряжением 0,4 – 330 кВ, более 953 км тепловых сетей.

В 2022 году оценочный показатель удельного веса накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» по строительству и реконструкции электрических сетей и подстанций составляет 50,4 %, по строительству и реконструкции тепловых сетей составляет 47,5 %.

На первом Национальном форуме по устойчивому развитию 24 января 2019 года была рассмотрена концепция Национальной стратегии устойчивого развития Республики Беларусь на период до 2035 года (утверждена

Протоколом заседания Президиума Совета Министров Республики Беларусь от 4 февраля 2020 г. № 3) или НСУР-2035¹⁴⁰.

¹⁴⁰ <http://elskge.by/cei-ustojchivogo-razvitiya/>

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

В 2012 году введены в эксплуатацию 416,6 МВт:

- блок ПГУ на Минской ТЭЦ-5 мощностью 399,6 МВт;
- Гродненская гидроэлектростанция мощностью 17 МВт.

В 2013 году введено генерирующее оборудование общей мощностью 209,2 МВт, в том числе:

- газотурбинная установка на Гродненской ТЭЦ-2 мощностью 121,7 МВт;
- установка ПГУ на РК-3 г. Могилева (ПГУ) мощностью 11,6 МВт (1-й пусковой комплекс);
- произведена реконструкция турбоустановки на Мозырской ТЭЦ с увеличением мощности до 70 МВт;
- работа мини-ТЭЦ на местных видах топлива «Барань» в г. Орша мощностью 3,25 МВт;
- установлена утилизационная турбина на Бобруйской ТЭЦ-2 мощностью 2,6 МВт.

В 2014 году введено в эксплуатацию 1109,2 МВт генерирующей мощности, в том числе следующие объекты:

- Березовская ГРЭС. Реконструкция блока ст. № 5 с надстройкой газовыми турбинами» с мощностью паротурбинной установки 180 МВт, строительство ПГУ – 427 МВт;
- Лукомльская ГРЭС. Строительство ПГУ – 427 МВт;
- произведена реконструкция котельного цеха № 3 (РК-3) Жодинской ТЭЦ в г. Борисове со строительством парогазовой установки (ПГУ-65 МВт);
- РК-3 в г. Могилеве (II пусковой комплекс) мощностью 7,9 МВт;
- Могилевская ТЭЦ-2, утилизационная турбина ст. № 6 мощностью 2,3 МВт в здании главного корпуса.

В 2015 году введена в эксплуатацию мини-ТЭЦ на местных видах топлива в г. Лунинце (1-я очередь строительства 4,67 МВт).

В 2016 году введены в эксплуатацию 46,8 МВт генерирующей мощности, в том числе следующие объекты:

- Оршанская ТЭЦ. Замена турбоагрегата ст. № 1 (12,8 МВт);
- произведено строительство ветроэнергетического парка в районе н.п. Грабники Новогрудского района (7,5 МВт);
- произведена реконструкция турбин станционный № 3 и станционный № 4 с применением современных парогазовых технологий Могилевской ТЭЦ-1 по ул. Челюскинцев, 1-я очередь строительства (26,5 МВт).

В 2017 году введены в эксплуатацию 92,96 МВт генерирующей мощности, в том числе следующие объекты:

- Полоцкая ГЭС на реке Западная Двина Витебской области (21,66 МВт);
- Витебская ГЭС на реке Западная Двина (40 МВт);
- произведена реконструкция Гомельской ТЭЦ-1 с созданием блока ПГУ-35 с установкой ГТУ-25, котла-утилизатора и паровой турбины (31,3 МВт).

В 2018 году на предприятиях ГПО «Белэнерго» ввод генерирующих мощностей не планировался.

В рамках реализации мероприятий Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016 – 2020 годы в 2018 году обеспечен ввод в эксплуатацию объекта «Строительство АЭС в Республике Беларусь. Выдача мощности и связь с энергосистемой».

Обеспечен ввод в эксплуатацию следующих основных значимых для энергосистемы Республики Беларусь объектов:

- 3-й пусковой комплекс I-й очереди строительства и 1-й пусковой комплекс II-й очереди строительства объекта «Реконструкция ПС 330/110/10 кВ «Минск-Северная» с заходами ВЛ-110 кВ Минского района»;
- произведена реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Ивацевичи» Брестской области;
- 1-я и 2-я очереди строительства объекта «Реконструкция ПС 220 кВ «Столбцы» с переводом на напряжение 330 кВ и строительством ВЛ 330 кВ «Столбцы-Барановичи»;
- строительство кабельных линий 110 кВ ТЭЦ-3 – ПС 110/10 кВ «Подлесная».

Обеспечено строительство (реконструкция) электрических сетей (линий электропередачи 0,4 – 330 кВ) – 2 284,6 км при плане 1 824,7 км.

В 2019 году приняты в эксплуатацию следующие объекты:

- Гродненская ТЭЦ-2. Произведена реконструкция турбоагрегата ПТ-60-130/13 ст. № 2 с заменой вспомогательного оборудования и генератора» (вводная мощность – 70 МВт);
- произведена реконструкция турбин ст. № 3 и ст. № 4 с применением современных парогазовых технологий Могилевской ТЭЦ-1 по ул. Челюскинцев, 105а, 2-я очередь строительства» (12 МВт);
- произведена реконструкция Зельвенской ГЭС (0,11 МВт).

Помимо реконструкции электрогенерирующих источников осуществлено строительство (реконструкция) более 25 крупных электросетевых объектов, в том числе приняты в эксплуатацию следующие основные объекты:

- «Минск Северная» с заходами 110 кВ Минского района Минской области (корректировка), реконструкция ПС 330/110/10 кВ;
- организация производства сортового проката со строительством мелкосортно-проволочного стана в ОАО «БМЗ – управляющая компания холдинга «БМК». Внешнее электроснабжение. ПС 330 кВ, 110 кВ. 2-я очередь строительства (построена новая ПС 330 кВ «Металлургическая»);
- строительство ПС 110 кВ «Островец-Восточная» с ВЛ 110 кВ в связи со строительством АЭС в Республике Беларусь;
- строительство ПС 110/10 кВ «Боровуха» с ВЛ-110 кВ.

В 2019 году в целом по энергосистеме введено в эксплуатацию 1 784,65 км линий электропередачи, в том числе: 1,02 км напряжением 330 кВ, 54,95 км

напряжением 220 кВ, 41,38 км напряжением 110 кВ, 1,23 км напряжением 35 кВ, 1 686,07 км напряжением 0,4-10 кВ.

В 2020 году приняты в эксплуатацию следующие объекты:

- расширение ПС 330кВ «Барановичи». 3-я очередь, 1-й и 2-й ПК;
- реконструкция ОРУ 330-750 кВ и РЗА и ПА ПС 750 кВ «Белорусская» Стародорожского района Минской области.

В рамках реализации мероприятий по интеграции Белорусской атомной электростанции в объединенную энергетическую систему завершены работы по установке 34 электрических котлов на энергоисточниках организаций ГПО «Белэнерго» суммарной мощностью 916 МВт.

В 2020 году в целом по энергосистеме введено в эксплуатацию 1 924,3 км линий электропередачи, в том числе: 6,3 км напряжением 330 кВ, 16,5 км напряжением 110 кВ, 17,4 км напряжением 35 кВ, 1 884,1 км напряжением 0,4-10 кВ. Организациями, не входящими в систему ГПО «Белэнерго», введены в эксплуатацию установки, использующие ВИЭ, суммарной мощностью 83,7 МВт.

В 2021 году в рамках реализации Программы комплексной модернизации производств энергетической сферы на 2021 – 2025 годы, утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 5 апреля 2021 г. № 19, обеспечен ввод в эксплуатацию следующих основных значимых для энергосистемы Республики Беларусь объектов:

- энергоблок № 1 Белорусской АЭС мощностью 1 170 МВт;
- реконструкция ПС «Могилев-330» с применением цифровых технологий;
- установка управляемого шунтирующего реактора на ПС-330 кВ «Россь».

В 2021 году в целом по энергосистеме введено в эксплуатацию более 1 760 км линий электропередачи, в том числе: 1,96 км напряжением 220 кВ, 11,3 км напряжением 110 кВ, 3,8 км напряжением 35 кВ, 1 746,8 км напряжением 0,4-10 кВ. Организациями, не входящими в систему ГПО «Белэнерго», введены в эксплуатацию установки, использующие ВИЭ, суммарной мощностью 13,8 МВт.

В 2022 году приняты в эксплуатацию следующие объекты:

- на Минской ТЭЦ-3 турбоагрегат Тп-115/130-12,8 ст. № 7 мощностью 115 МВт в рамках реализации объекта «Реконструкция Минской ТЭЦ-3 с заменой выбывающих мощностей очереди 14 МПа. 1-я очередь» (2-й пусковой комплекс);
- на Могилевской ТЭЦ-2 турбоагрегат мощностью 20,2 МВт в рамках реализации объекта «Реконструкция турбин № 2 и № 3, АСУ. 1-я очередь. Реконструкция турбины Т50/60-130 ст. № 3 в здании главного корпуса по проспекту Шмидта, 106/20 в г. Могилеве».

Произведены:

- реконструкция ПС 110 кВ «Микробиология»;
- реконструкция ПС 110/10/6 кВ «Химзавод»;

- установка паровых газомазутных котлов на Березовской ГРЭС. 2-я очередь строительства;
- строительство закрытой ПС 110/10/6 кВ «Брест-Западная»;
- реконструкция ПС 110 кВ «Береза»;
- реконструкция ПС 110 кВ «Аульс»;
- реконструкция ПС 35 кВ «Острошицкий Городок» с переводом на напряжение 110 кВ (1-я очередь, 2-я очередь 1-й пусковой комплекс);
- установка средств компенсации реактивной мощности на ПС-330 кВ «Гомсельмаш»;
- установка нерегулируемого шунтирующего реактора 10 кВ мощностью 30 Мвар на ПС 330 кВ «Гродно Южная».

На 01.01.2023 на втором энергоблоке Белорусской АЭС строительно-монтажные работы находятся на завершающей стадии (выполнено более 97 %).

В 2022 году в целом по энергосистеме введено в эксплуатацию более 1 655 км линий электропередачи, в том числе: 30,95 км напряжением 110 кВ, 0,4 км напряжением 35 кВ, 1 623,8 км напряжением 0,4-10 кВ.

Организациями, не входящими в состав ГПО «Белэнерго», введены в эксплуатацию установки:

- использующие ВИЭ, суммарной мощностью 125,6 МВт;
 - использующие природный газ, ВЭР, суммарной мощностью 45,7 МВт.
- На 2025 год запланированы
- ввод в работу ВЛ 330 кВ Мозырь-Микашевич (150 км);
 - сооружение захода/выхода ВЛ 330 кВ Россь-Белорусская АЭС на ПС 330 кВ Лида (с образованием ВЛ 330 кВ Россь-Лида (110 км) и ВЛ 330 кВ Лида-Белорусская АЭС (148 км));
 - вывод из эксплуатации ПС 220 кВ Барановичи, ВЛ 220 кВ Барановичи-220 - Барановичи-330 № 1 и № 2, ВЛ 220 кВ Барановичи-220 – Слуцк, ВЛ 220 кВ Барановичи-220 – Столбцы
 - перевод ВЛ 220 кВ Столбцы-Дубовый лес на напряжение 110 кВ.

6. Реализация государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности

Республиканской программой энергосбережения на период 2011 – 2015 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24 декабря 2010 г. № 1882, ГПО «Белэнерго» установлено задание по экономии ТЭР в объеме 1 265 – 1 565 тыс. т у.т. За период реализации Республиканской программы энергосбережения выполнение ГПО «Белэнерго» показателя по энергосбережению составило 1 892,1 тыс. т у.т. Выполнение показателя по энергосбережению по годам приведено в таблице 1.

Таблица 1. Ход выполнения показателя по энергосбережению, тыс. т у.т.

Наименование	Период					
	2011	2012	2013	2014	2015	2011 – 2015
Задание по экономии ТЭР	230-260	245-285	260-340	260-340	270-340	1265-1565
Факт	345,8	359,1	358,8	428,2	400,2	1892,1

В 2016 – 2020 годах реализована Государственная программа «Энергосбережение», утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 28 марта 2016 г. № 248, итоги выполнения которой представлены в таблице 2.

Таблица 2. Показатели по экономии ТЭР в соответствии с Государственной программой «Энергосбережение», тыс. т у.т.

Наименование	Период					
	2016	2017	2018	2019	2020	2016 – 2020
Задание по экономии ТЭР	170,0	170,0	120,0	180,0	155,0	850,0
Факт	192,0	185,9	217,2	211,4	176,1	982,5

Задание по экономии ТЭР на 2022 год согласно Государственной программе «Энергосбережение» на 2021 – 2025 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24 февраля 2021 г. № 103, для ГПО «Белэнерго» установлено в объеме 62 тыс. т у.т. В 2022 году экономия топливно-энергетических ресурсов за счет реализации энергосберегающих мероприятий составила 94,4 тыс. т у.т.

Использование ВИЭ для производства электрической энергии, ее потребление и иное использованием, а также производство установок по использованию ВИЭ регулирует Закон Республики Беларусь от 27 декабря 2010 г. «О возобновляемых источниках энергии» № 204-3 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 09.01.2017 г.)¹⁴¹.

В Республике Беларусь были реализованы следующие программы:

¹⁴¹ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30927348&show_di=1

- Государственная программа строительства в 2011 – 2015 годах гидроэлектростанций в Республике Беларусь, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 декабря 2010 г. № 1838 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 20.07.2014 г.)¹⁴²;
- Государственная программа строительства энергоисточников на местных видах топлива в 2010 – 2015 годах, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 19 июля 2010 г. № 1076 (с изменениями от 23.12.2013 г.)¹⁴³;
- Национальная программа развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2011 – 2015 годы, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10 мая 2011 г. № 586 (с изменениями от 23.12.2013 г.)¹⁴⁴.

В целях совершенствования единой государственной политики в сфере использования ВИЭ в Беларуси приняты:

- Указ Президента Республики Беларусь от 18 сентября 2019 г. № 357 «О возобновляемых источниках энергии»¹⁴⁵;
- Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 6 августа 2015 г. № 662 «Об установлении, распределении, высвобождении и изъятии квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии», регламентирующее в том числе порядок работы Республиканской межведомственной комиссии по установлению, распределению, высвобождению и изъятию квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии (с изменениями и дополнениями по состоянию на 28.03.2022 г.)¹⁴⁶.

Для экономического стимулирования производства электрической энергии на основе использования ВИЭ Министерством антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь принято Постановление от 3 сентября 2018 г. № 73 «О тарифах на электрическую энергию, производимую из возобновляемых источников энергии», в котором предусмотрены повышающие и стимулирующие коэффициенты к тарифам от покупки электроэнергии, произведенной установками с использованием ВИЭ (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.12.2022 г.)¹⁴⁷.

Развитие возобновляемой энергетики в Республике Беларусь с 2015 года осуществляется в рамках квот на создание установок по использованию ВИЭ. На государственные энергоснабжающие организации наложены обязательства по покупке всего объема предложенной электроэнергии, произведенной установками по использованию ВИЭ, а также по оплате данной электроэнергии в соответствии с установленными тарифами.

¹⁴² https://continent-online.com/Document/?doc_id=30906837#pos=1;-47

¹⁴³ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30987797

¹⁴⁴ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30987797

¹⁴⁵ <https://president.gov.by/ru/documents/ukaz-357-ot-18-sentjabrja-2019-g-22079>

¹⁴⁶ https://online.zakon.kz/document/?doc_id=33720029&show_di=1#sub_id=0

¹⁴⁷ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31738953

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 3 ноября 2021 г. № 626 «Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 6 августа 2015 г. № 662»¹⁴⁸ предусмотрена приостановка до 1 января 2024 г. действия отдельных пунктов Положения о порядке установления, распределения, высвобождения и изъятия квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии в части установления и распределения квот.

С 1 июня 2022 г. Законом Республики Беларусь от 30 мая 2022 г. № 173-З «О регулировании отношений в сфере использования возобновляемых источников энергии»¹⁴⁹ приостановлено применение повышающих коэффициентов к тарифам на электрическую энергию из ВИЭ для всех установок вне зависимости от условий их создания.

Энергетическая политика в области ВИЭ определяется исходя из целевых значений индикаторов, установленных Концепцией энергетической безопасности Республики Беларусь.

Так значение индикатора «Отношение объема производства (добычи) первичной энергии из возобновляемых источников энергии к валовому потреблению топливно-энергетических ресурсов» в 2022 году составило 8,1 %. В соответствии с целевым значением данного индикатора доля первичной энергии из ВИЭ должна составить в 2030 году 8 %.

В настоящее время Государственной программой «Энергосбережение» на 2021 – 2025 годы¹⁵⁰, в соответствии с которой в рамках подпрограммы «Развитие использования местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе возобновляемых источников энергии» определены цели и задачи на ближайшую перспективу по вовлечению в топливный баланс местных ТЭР, в том числе ВИЭ, установлены целевые показатели по доле использования местных ТЭР в котельно-печном топливе, а также по доле ВИЭ в котельно-печном топливе. В 2022 году доля местных ТЭР составила 252,4 тыс. т у.т., доля ВИЭ – 156,4 тыс. т у.т.

Организации ГПО «Белэнерго» участвовали в реализации государственных планов и программ в области охраны окружающей среды и рационального использования природных ресурсов:

- Стратегии по сохранению и устойчивому использованию биологического разнообразия на 2011 – 2020 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 19 ноября 2010 г. № 1707¹⁵¹;
- Государственной программы обеспечения функционирования и развития Национальной системы мониторинга окружающей среды в Республике Беларусь на 2011 – 2015 годы, утвержденной Указом Президента

¹⁴⁸ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=38365861

¹⁴⁹ <https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=H12200173&p1=1>

¹⁵⁰ <https://gosstandart.gov.by/approved-state-program-energy-saving-for-2021-2025-years>

¹⁵¹ <https://www.minpriroda.gov.by/ru/news-ru/view/3-sentjabrja-2015-goda-postanovleniem-sovetom-ministrov-respubliki-belarus-743-utverzhdjen-natsionalnyj-plan-1752/>

Республики Беларусь от 13 июня 2011 г. № 244¹⁵². В соответствии с программой внедрены автоматизированные системы непрерывного контроля выбросов основных загрязняющих веществ в атмосферный воздух на ряде объектов ГПО «Белэнерго»;

- Национального плана выполнения обязательств, принятых Республикой Беларусь по реализации положений Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях, в 2011 – 2015 годах, утвержденного Указом Президента Республики Беларусь от 27 июня 2011 г. № 271¹⁵³;

- Отраслевого плана Министерства энергетики Республики Беларусь по реализации мероприятий Национального плана выполнения обязательств, принятых Республикой Беларусь по реализации положений Стокгольмской конвенции о стойких органических загрязнителях, в 2011 – 2015 годах, утвержденного Министерством энергетики Республики Беларусь 1 ноября 2011 г.¹⁵⁴;

- Национального плана действий по сохранению и устойчивому использованию биологического разнообразия на 2016 – 2020 годы, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 3 сентября 2015 г. № 743¹⁵⁵;

- Плана мероприятий по выполнению рекомендаций третьего Обзора результативности экологической деятельности Республики Беларусь, утвержденного Заместителем Премьер-министра Республики Беларусь Русым М.И. 6 января 2016 г.¹⁵⁶;

- Государственной программы «Охрана окружающей среды и устойчивое использование природных ресурсов» на 2016 – 2020 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 марта 2016 г. № 205¹⁵⁷;

- Отраслевого плана Министерства энергетики Республики Беларусь по реализации мероприятий подпрограммы 3 «Обращение со стойкими органическими загрязнителями» Государственной программы «Охрана окружающей среды и устойчивое использование природных ресурсов» на 2016 – 2020 годы, утвержденного Министерством энергетики 26 июля 2016 г.¹⁵⁸;

- Национального плана действий по развитию «зеленой» экономики в Республике Беларусь до 2020 года, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 21 декабря 2016 г. № 1061¹⁵⁹;

¹⁵² <https://www.nsmos.by/content/150.html>

¹⁵³ <http://www.mshp.gov.by/special/ru/radiologiya-ru/view/natsionalnyj-plan-vypolnenija-objazatelstv-prinjatyx-respublikoj-belarus-po-realizatsii-polozhenij-stokgol-2594/>

¹⁵⁴ <https://minenergo.gov.by/law/npa-minenergo-i-drugikh-gosorganov/>

¹⁵⁵ https://sdgs.by/news_events/news/cea9288692575c9.html

¹⁵⁶ <https://www.minpriroda.gov.by/uploads/files/Plan-meroprijatij-ORED.docx>

¹⁵⁷ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=38243841

¹⁵⁸ <https://pravo.by/document/?guid=3871&p0=C22100099>

¹⁵⁹ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=39422079

- Плана мероприятий по реализации положений Парижского соглашения к Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата (Указ Президента Республики Беларусь от 20 сентября 2016 г. № 345), утвержденного Заместителем Премьер-министра Республики Беларусь М.И. Русым 3 февраля 2017 г.¹⁶⁰;
- Плана мероприятий, направленных на поэтапное снижение использования полимерной упаковки с ее замещением на экологически безопасную упаковку, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 13 января 2020 г. № 7¹⁶¹;
- Национального плана действий по сохранению и устойчивому использованию биологического разнообразия на 2021 – 2025 годы, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 21 декабря 2021 г. № 733¹⁶²;
- Плана выполнения по Министерству энергетики Мероприятий Национального плана действий по развитию «зеленой» экономики в Республике Беларусь на 2021 – 2025 годы, утвержденного Министром энергетики Республики Беларусь 31 декабря 2021 г. № 69/105¹⁶³;
- Государственной программы «Охрана окружающей среды и устойчивое использование природных ресурсов» на 2021 – 2025 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 19 февраля 2021 г. № 99¹⁶⁴;
- Плана мероприятий по обеспечению рационального природопользования и экологической безопасности, утвержденного Заместителем Премьер-министра Республики Беларусь Сиваком А.А. 7 июля 2021 г.¹⁶⁵;
- Плана мероприятий по минимизации рисков для экономики Беларуси, связанных с планируемым внедрением Европейским союзом трансграничного углеродного регулирования, утвержденного Первым заместителем Премьер-министра Республики Беларусь Снопковым Н.Г. 20 июля 2021 г.¹⁶⁶

В 2022 году выполнялись работы по инвентаризации оборудования и отходов, содержащих полихлорированные бифенилы (далее – ПХБ), выводу из эксплуатации и демонтажу оборудования, содержащего ПХБ, очистке территорий, загрязненных ПХБ, обеспечению его экологически безопасного хранения, извлечению и упаковке в контейнеры грунта, загрязненного ПХБ. По состоянию на 01.01.2023 выведено из эксплуатации 100 % ПХБ-содержащего оборудования.

В целях экологически безопасного уничтожения ПХБ-содержащего оборудования всеми энергоснабжающими организациями, участвующими в проекте международной технической помощи «Устойчивое управление

¹⁶⁰ <https://www.minpriroda.gov.by/uploads/folderForLinks/plan-ps-2019.pdf>

¹⁶¹ <https://pravo.by/novosti/novosti-pravo-by/2020/january/44746/>

¹⁶² <https://pravo.by/novosti/novosti-pravo-by/2021/december/67886/>

¹⁶³ https://economy.gov.by/ru/nac_plan-ru/

¹⁶⁴ <https://pravo.by/novosti/novosti-pravo-by/2021/february/59970/>

¹⁶⁵ <https://www.minpriroda.gov.by/uploads/files/Gosudarstvennaja-programma-2021-2025.pdf>

¹⁶⁶ <https://minpriroda.gov.by/ru/news-ru/view/vnimaniju-prirodopolzovatelej-4002/>

стойкими органическими загрязнителями и химическими веществами в Республике Беларусь, ГЭФ-6» заключены трехсторонние договоры с Минприроды и компанией TREDI S.A.S.

В целях снижения вредного воздействия на атмосферный воздух осуществлялся вывод из эксплуатации устаревшего котельного оборудования, внедрялись автоматизированные системы контроля за выбросами загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферный воздух, позволяющие контролировать выбросы загрязняющих веществ в атмосферный воздух в непрерывном режиме.

7. Международное сотрудничество

Международное сотрудничество в СНГ белорусской стороной осуществляется в рамках следующих рабочих органов:

- Электроэнергетического Совета СНГ;
- Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ;
- Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем СНГ и Балтии;
- Комиссии по координации сотрудничества государственных органов энергетического надзора государств – участников СНГ;
- Рабочей группы по технологическим вопросам надежности и безопасной работы оборудования;
- Рабочей группы по низкоуглеродному развитию электроэнергетики;
- Рабочей группы по вопросам цифровой трансформации электроэнергетики;
- Рабочей группы по вопросам профессионального образования и подготовки кадров;
- Рабочей группы «Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ».

Кроме того, осуществляется двустороннее взаимодействие с государствами – участниками СНГ в рамках меморандумов, соглашений о сотрудничестве, программ социально-экономического сотрудничества.

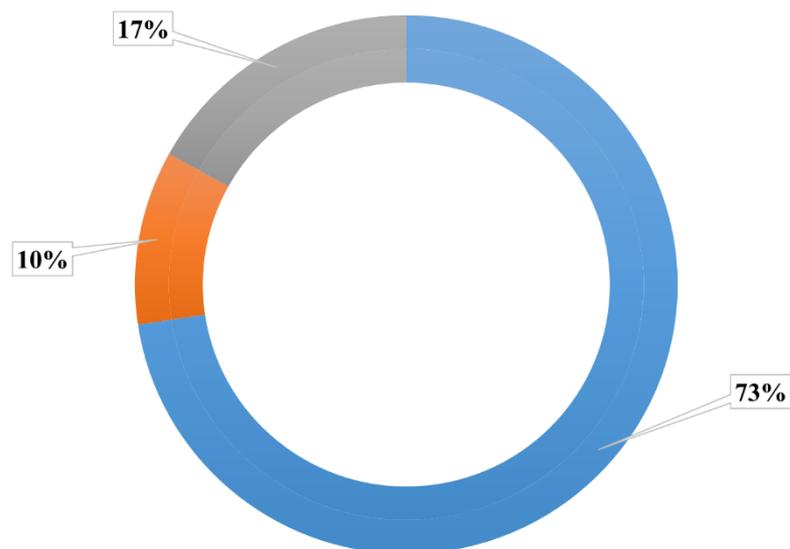
8. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период с 2012-2022 гг.

8.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2023)

Таблица 3 – Электростанции Республики Беларусь

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции:				
1	Лукомльская ГРЭС	2,5/5/315/310/300/286/141	1/1/3/1/4/1/1	2889,5
2	Минская ТЭЦ-4	2,5/60/110/250	2/1/2/3	1035
3	Березовская ГРЭС	25/165/29,1/180/285,9/141,1	4/2/2/1/1/1	1095,1
4	Гомельская ТЭЦ-2	4/180	1/3	544
5	Новополоцкая ТЭЦ	50/60	3/2	270
6	Минская ТЭЦ-3	53/60/100/169/115	1/2/1/1/1	557
7	Могилевская ТЭЦ-2	50/60/135/2,3/20,2	2/1/1/1/1	317,5
8	Гродненская ТЭЦ-2	70/70/50/0,75/121,7	1/1/1/1/1	155
9	Минская ТЭЦ-5	320/270/129,6	1/1/1	719,6
10	Светлогорская ТЭЦ	14/15/16/50/60	1/1/1/1/1	155
11	Мозырская ТЭЦ	70/135	1/1	206
12	Бобруйская ТЭЦ-2	60/2,6	3/1	182,6
Итого:				8126,3
Атомные электростанции:				
1	Белорусская АЭС	1170	1	1170
Возобновляемые источники энергии:				
1	Новогрудская ВЭС	1,5	6	9
2	Полоцкая ГЭС на реке Западная Двина	4,3	5	21,7
3	Гродненская ГЭС	3,4	5	17
4	Витебская ГЭС на реке Западная Двина	10	4	40
5	Блок-станции	-	-	1295,5
6	В т.ч. ВИЭ	-	-	511,1
Итого:				1894,3
Итого (общее):				11190,6

В таблице 1 представлены основные тепловые (12 шт.), атомные (1 шт.) электростанции и ВИЭ (6 шт.). Самой большей установленной мощностью обладают: Лукомльская ГРЭС (2889,5 МВт), Белорусская АЭС (1170 МВт), блок-станции (1295,5 МВт). Суммарная установленная мощность составляет 11190,6 МВт (Таблица 3).



■ Тепловые электростанции ■ Атомные электростанции ■ ВИЭ

Рисунок 2 – Структура установленных мощностей Республики Беларусь

На рисунке 2 структура установленных мощностей в Республике Беларусь представлена следующим образом: тепловые электростанции составляют 73%, атомные электростанции – 10%, ВИЭ – 17%.

8.2. Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Таблица 4 - Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Годы		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		477,3	271,7	1191,5	47,7	112,5	300,2	96	102,6	83,7	1206,8	306,5
В т.ч.	ТЭС	399,6	194,3	1109,2	4,7	39,3	31,3	-	82	-	-	135,3
	ГЭС (выше 25 МВт)	-	-	-	-	-	40,0	-	-	-	-	-
	АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1170	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	17	-	-	-	7,5	21,66	-	14,8	83,7	13,8	125,6
	прочие	60,7	77,4	82,3	43,0	65,7	207,2	96,0	5,8	-	23,0	45,7
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)		150	60	300	451	6	4,6	170,69	74,15	107,85	59,1	30,16
В т.ч.	ТЭС	150	60	300	451	6	4/6	170,6	74,11	50,0	-	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	-	-	-	-	-	-	0,09	0,04	-	13,37	6,47
	прочие	-	-	-	-	-	-	--	-	57,85	45,73	23,69

Ввод и вывод генерирующих мощностей на электростанциях Республики Беларусь осуществлялся в течение всего периода с 2012 по 2022 гг. (Таблица 4).

8.3. Электрические сети

8.3.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 5 – Системообразующий сетевой комплекс

№	Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 750 кВ	751
2	ЛЭП напряжением 330 кВ	5151
3	ЛЭП напряжением 220 кВ	1765
Итого:		7667

В настоящее время системообразующие линии электропередач Республики Беларусь представлены ЛЭП напряжением 750 кВ, 330 кВ, 220 кВ (Таблица 5).

Таблица 6 – Системообразующие электрические подстанции

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 750 кВ	1	2102
2	ПС напряжением 330 кВ	31	12605
3	ПС напряжением 220 кВ	10	2636
Итого:		42	17343

Системообразующие электрические подстанции Республики Беларусь представлены ПС напряжением 750 кВ, 330 кВ, 220 кВ, суммарная трансформаторная мощность составляет 17343 МВА, общее количество – 42 шт. (Таблица 6).

8.3.2. Распределительный электросетевой комплекс

Таблица 7 – Распределительные ЛЭП

№	Распределительные ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 110 кВ	17456
2	ЛЭП напряжением 35 кВ	11717
3	ЛЭП напряжением 10 кВ	125262
4	ЛЭП напряжением 6 кВ	1739
5	ЛЭП напряжением 0,4 кВ	117093
Итого:		273267

Распределительные ЛЭП в Республике Беларусь представлены напряжением 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ, 6 кВ, 0,4 кВ (таблица 7).

Таблица 8 – Распределительные электрические подстанции

№	Распределительные электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 110 кВ	716	18039
2	ПС напряжением 35 кВ	576	2805
3	ПС напряжением 6-10 кВ	75193	18371
Итого:		76485	39215

Распределительные электрические подстанции в Республике Беларусь представлены ПС напряжением 110 кВ, 35 кВ, 6-10 кВ. Общее количество составляет 76485 шт., суммарная трансформаторная мощность – 39215 МВА.

9. Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 9 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи

№	Страна	Наимен-ие ЛЭП	Наимен-ие подстанций начала и конца ЛЭП	Нап-ие (кВ)	Общ. длина (км)	Длина по тер. гос-ва (км)	Проп. спос-ть (МВА)
1	Россия	Белорусская-Смоленская АЭС	ПС Белорусская Смоленская АЭС	750	417,7	307	997
		Витебск-Талашкино	ПС Витебск ПС Талашкино	330	131,88	42,3	812
		Кричев-Рославль	ПС Кричев ПС Рославль	330	101,97	23,94	812
		Полоцк-Новосокольники	ПС Полоцк ПС Нвосокольники	330	160,3	81,2	572
2	Украина	Гомель-Чернигов	ПС Гомель ПС Чернигов	330	103,3	54,2	812
		Мозырь-Чернобыльская АЭС	ПС Мозырь Чернобыльская АЭС	330	112,2	87,2	943
3	Литва	Поставы-Утена	ПС Поставы Утена	330	106,74	37,74	943
		Поставы-Игналинская АЭС №1	ПС Поставы Игналинская АЭС	330	54,2	46,2	943
		Молодечно-Вильнюс	ПС Молодечно ПС Вильнюс	330	119,3	82	789
4	Польша	Брест 2- Вулька Добрынска	ПС Брест 2 ПС Вулька Добрыньска	110	28,2	15,2	116

Республика Беларусь имеет межгосударственные линии электропередачи с Россией, Украиной, Литвой, Польшей (Таблица 9).

10. Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 10 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		30,6	31,3	34,7	34,1	33,3	34,3	38,8	40,3	38,52	41,00	39,35
В т.ч.	ТЭС	28,1	28,4	31,5	30,5	29,9	30,21	34,51	35,595	33,30	30,62	30,35
	ГЭС (выше 25 МВт)	-	-	-	-	-	0,153	0,106	0,121	0,16	0,13	0,13
	АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	0,34	5,78	4,69
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	0,06	0,1	0,1	0,1	0,4	0,617	0,646	0,77	1,09	1,13	1,14
	прочие	2,6	2,8	3,1	3,5	3,0	3,367	3,521	3,779	3,63	3,346	3,04
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		38,2	37,7	38,0	36,7	36,3	36,9	37,8	37,9	38,02	40,31	38,57
Межгосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	Передача (экспорт)	2,798 (0,298)	3,013 (0,346)	4,488 (0,508)	3,483 (0,194)	3,298 (0,160)	3,407 (0,147)	4,248 (1,040)	5,398 (2,370)	4,777 (0,653)	5,895 (1,192)	3,903 (0,815)
	Получение (импорт)	10,399 (7,899)	9,392 (6,715)	7,806 (3,825)	6,104 (2,816)	6,319 (3,180)	5,993 (2,733)	3,257 (0,050)	3,060 (0,032)	4,277 (0,154)	5,203 (0,500)	3,123 (0,034)
Установленная мощность (МВт)		8914,6	9142	10144,1	9741,2	9847,2	10143,4	10068,7	10098,1	10074,0	11221,7	11498,0
В т.ч.	ТЭС	8339,9	8478,4	9298,1	8951,7	8985,1	9011,8	8841,2	8850,2	8800,2	8800,2	8935,4
	ГЭС (выше 25 МВт)	-	-	-	-	-	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
	АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1170,0	1170,0
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	16,27	27,8	27,8	28,1	187,2	323,6	350,3	365,0	448,7	449,143	568,2
	прочие	558,4	635,8	718,2	761,4	675,5	768,0	837,2	843,0	785,1	762,38	784,4
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		6359	6240	6179	5774	5555	5765	5935	5779	5973	6272	6220
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,02	50,00	50,00	50,01	50,01	50,031	49,972	49,996	49,982	50,00	50,022
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд. кВт·ч)		2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	2,0	2,1	2,14	2,13	2,50	2,39
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд. кВт·ч)		0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,36	0,46	0,82	0,80
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд. кВт·ч)		3,41	3,34	3,19	2,92	2,87	2,87	2,83	2,71	2,73	2,85	2,77
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		254,6	256,1	246,8	235,5	230,4	232,1	235,3	240,7	238,5	238,4	241,3
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		167,82	167,52	167,55	167,52	167,06	166,6	166,36	166,65	166,90	166,16	166,36
В т.ч.	Газ (млрд. м ³)	10,575	10,853	10,977	10,252	10,160	10,431	11,436	11,436	10,252	10,587	10,350
	Мазут (тыс. т.н.т)	232,1	22,5	69	74,4	122,1	30,144	52,32	44,567	485,144	338,139	333,191
	Уголь (млн.т)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Полезный отпуск ЭЭ (млрд. кВт·ч)		30,2	29,6	29,8	28,5	28,5	28,6	29,2	29,1	28,9	30,5	39,3
В т.ч.	Промышленность	17,1	16,3	16,3	15,2	15,1	15,4	15,8	15,9	15,6	16,7	15,4
	Транспорт	0,8	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7
	Сельское хозяйство	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5
	Коммунально-бытовые потребители	6,9	6,9	7,0	7,0	6,9	6,8	6,7	6,6	6,8	7,1	7,2
	прочие	3,8	4,1	4,2	4,2	4,4	4,1	4,3	4,4	4,3	4,4	4,5
Средний тариф на ЭЭ (ц/кВт*ч)		11,26	11,64	11,89	10,93	10,23	10,19	10,05	10,00	9,62	9,76	10,06
В т.ч.	Промышленность	13,88	13,82	13,11	12,23	11,42	11,12	10,62	10,28	9,98	10,04	10,38
	Население	3,02	5,03	7,54	6,19	5,14	5,49	5,94	6,75	6,27	6,50	6,80
Средняя цена топлива (\$/тут)		212,48	191,90	181,27	179,21	149,79	148,18	138,40	138,72	136,61	140,26	141,60
В т.ч.	Газ \$/тыс.м2	249,5	222,76	210,59	209,84	176,04	172,93	161,27	161,48	161,92	163,17	165,44
	Мазут \$/тнт	145,46	244,79	230,20	143,73	119,95	119,03	134,68	168,87	141,66	197,22	199,39



— Производство ЭЭ (млрд кВт·ч) — Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)

Рисунок 2 – Динамика производства и потребления электроэнергии за 2012-2022 гг. в Республике Беларусь



Рисунок 3 – Динамика изменения установленной мощности за 2012-2022 гг. в Республике Беларусь

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

1. Общая характеристика энергосистемы

Единая электроэнергетическая система Республики Казахстан (ЕЭС РК) представляет собой совокупность электрических станций, линий электропередачи и подстанций, обеспечивающих надежное и качественное энергоснабжение потребителей республики.

В целях совершенствования действующей модели управления национальными компаниями Республики Казахстан и эффективного управления госактивами Указом Президента от 13 октября 2008 года № 669 «О некоторых мерах по обеспечению конкурентоспособности и устойчивости национальной экономики» (с изменениями от 10.08.2011 г.)¹⁶⁷ создано акционерное общество «Фонд национального благосостояния «Самрук-Қазына» (АО «Самрук-Қазына») путем слияния АО «Казахстанский холдинг по управлению государственными активами «Самрук» и государственного фонда устойчивого развития «Қазына».

АО «Самрук-Қазына» - государственная холдинговая компания, владеющая и управляющая национальными компаниями в различных отраслях экономики, включая энергетическую сферу, телекоммуникации, транспорт и национальные институты развития.

Электроэнергетика Республики Казахстан содержит следующие основные секторы:

- производство электрической энергии;
- передача электрической энергии;
- снабжение электрической энергией;
- потребление электрической энергии;
- иная деятельность в сфере электроэнергетики.

Министерство энергетики Республики Казахстан осуществляет формирование и реализацию государственной политики, координацию процесса управления в сферах нефтегазовой, нефтегазохимической промышленности, транспортировки углеводородов, в области добычи урана, государственного регулирования производства нефтепродуктов, газа и газоснабжения, магистрального трубопровода, электроэнергетики, теплоснабжения, в части теплоэлектроцентралей и котельных, осуществляющих производство тепловой энергии в зоне централизованного теплоснабжения, атомной энергии, развития возобновляемых источников энергии¹⁶⁸.

Комитет по регулированию естественных монополий (КРЕМ) Министерства национальной экономики осуществляет государственное регулирование и контроль в сферах естественных монополий. Комитет устанавливает тарифы на услуги естественных монополий:

¹⁶⁷ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30210153

¹⁶⁸ <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/about?lang=ru>

- передача и/или распределение электрической энергии;
- производство, передача, распределение и/или снабжение тепловой энергии;
- техническая диспетчеризация отпуска в сеть и потребления электрической энергии;
- организация балансирования производства-потребления электрической энергии.

Электрические станции разделяются на электростанции национального значения, электростанции в составе промышленных комплексов, электростанции регионального значения.

К электрическим станциям национального значения относятся крупные тепловые электрические станции, обеспечивающие выработку и продажу электроэнергии потребителям на оптовом рынке электрической энергии Республики Казахстан, а также гидравлические электростанции большой мощности, используемые дополнительно и для регулирования графика нагрузки единой электроэнергетической системы Казахстана.

К электростанциям промышленного назначения относятся ГТЭС предприятий нефтегазового сектора, ориентированные на покрытие собственной потребности, ТЭЦ с комбинированным производством электрической и тепловой энергии, которые служат для электро-, теплоснабжения крупных промышленных предприятий и близлежащих населенных пунктов. Электростанции регионального значения – это ТЭЦ, интегрированные с территориями, которые осуществляют реализацию электрической энергии через сети региональных электросетевых компаний и энергопередающих организаций, а также теплоснабжение близлежащих городов.

Функции Системного оператора и оператора магистральных электрических сетей осуществляет акционерное общество «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (Kazakhstan Electricity Grid Operating Company) «KEGOC»¹⁶⁹.

¹⁶⁹ <https://www.kegoc.kz/ru/about/>

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Основные законодательные и иные нормативные правовые акты, действующие в области электроэнергетики Республики Казахстан, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. Закон Республики Казахстан «Об электроэнергетике» от 09 июля 2004 года № 588-III (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.07.2023 г.)¹⁷⁰;
2. Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13 января 2012 года № 541-IV (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.)¹⁷¹;
3. Закон Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 04 июля 2009 года № 165-IV (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2023 г.)¹⁷²;
4. Постановление Правительства РК от 28 июня 2014 года № 724 «Об утверждении Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2023-2029 годы» (с изменениями по состоянию на 28.03.2023 г.)¹⁷³;
5. Постановление Правительства РК «Об утверждении нормативных значений коэффициента мощности в электрических сетях субъектов Государственного энергетического реестра» от 31 марта 2015 года №393 (с изменениями от 29.10.2018 г.)¹⁷⁴;
6. Правила организации и функционирования оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан;
7. Правила оказания услуг Системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг;
8. Правила функционирования балансирующего рынка электрической энергии;
9. Правила организации централизованных торгов электрической энергии;
10. Правила организации и функционирования розничного рынка электрической энергии, а также предоставления услуг на данном рынке;
11. Правила по предотвращению аварийных нарушений в Единой Электроэнергетической Системе Казахстана и их ликвидация;
12. Электросетевые правила Республики Казахстан;
13. Правила пользования электрической энергией;
14. Правила устройства электроустановок;
15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
16. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
17. Правила осуществления мониторинга за использованием возобновляемых источников энергии;
18. Правила определения ближайшей точки подключения к электрическим или тепловым сетям и подключения объектов по использованию возобновляемых источников энергии;

¹⁷⁰ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=1049314

¹⁷¹ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31112351&show_di=1

¹⁷² https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30445263&show_di=1

¹⁷³ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31581132

¹⁷⁴ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=35364099

19. Правила оказания услуг по обеспечению надежности и устойчивости электроснабжения;
20. Правила организации и функционирования рынка электрической мощности.

3. Реформирование (реструктуризация) электроэнергетики и формирование национальных электроэнергетических рынков

В электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на первом этапе реформирования (1995-2004 гг.) были осуществлены глубокие структурные рыночные преобразования. основополагающие принципы рыночного реформирования отрасли были определены Указом Президента Республики Казахстан «Об электроэнергетике» от 23 декабря 1995 года и правительственными программами реформирования отрасли:

- Постановлением «О Программе приватизации и реструктуризации электроэнергетики» от 30 мая 1996 г № 663¹⁷⁵;
- Постановлением «О дополнительных мерах по выполнению Программы приватизации и реструктуризации в электроэнергетике и дальнейшему реформированию электроэнергетического рынка» от 31 июля 1997 года № 1193¹⁷⁶.

Указанными Постановлениями было предусмотрено разгосударствление и последующая приватизация активов государственного монополистического сектора электроэнергетики и создание модели конкурентного оптового рынка электроэнергии.

В ходе реализации государственных программ был осуществлён поэтапный переход к рыночным отношениям в отрасли, предусматривающий:

- разделение видов деятельности в электроэнергетике на конкурентные - производство и торговля электрической энергией, и монопольные виды деятельности - передача и распределение электрической энергии;
- масштабную приватизацию: крупные электростанции были проданы стратегическим инвесторам; ТЭЦ промышленного назначения - крупным промышленным комплексам; ТЭЦ общего назначения переданы в коммунальную собственность;
- создание конкурентного оптового рынка электроэнергии на основе двусторонних сделок купли-продажи между продавцами и оптовыми покупателями электроэнергии;
- создание Казахстанской компании по управлению электрическими сетями (АО «KEGOC») на базе электросетевых активов (линий электропередачи и подстанций напряжением 220, 500, 1150 кВ), осуществляющей функции передачи электрической энергии по Национальной электрической сети и централизованного диспетчерского управления режимами производства/потребления электрической энергии;
- создание на базе электросетевых активов (линий электропередач и подстанций напряжением 110 кВ и ниже) региональных электросетевых компаний (РЭК) - энергопередающие организации, эксплуатирующие электрические сети регионального уровня;

¹⁷⁵ <https://adilet.zan.kz/rus/docs/P960000663>

¹⁷⁶ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=1008101

- создание энергоснабжающих организаций (ЭСО), осуществляющих продажу потребителям электрической энергии на региональных розничных рынках.

В 2004-2009 гг. Правительством Республики Казахстан осуществлен ряд значительных рыночных преобразований в сфере электроэнергетики, обеспечивающих переход рыночных отношений, складывающихся в отрасли, на новый качественный уровень.

В 2004 году Парламентом Республики принят Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588 «Об электроэнергетике» № 588-П (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.07.2023 г.)¹⁷⁷ (далее - Закон), обеспечивший преемственность и развитие правового регулирования отношений в сфере электроэнергетики, заложенных Указом Президента Республики Казахстан от 23 декабря 1995 г. «Об электроэнергетике» и ранее действовавшим Законом Республики Казахстан от 16 июля 1999 года «Об электроэнергетике».

В целях реализации данного Закона принят ряд новых нормативных правовых актов. Основные положения и нормы нормативных актов разработаны с учётом лучшей международной практики организации функционирования конкурентных рынков электроэнергии в развитых странах. Это позволило в основном сформировать необходимую правовую основу для реализации нового этапа реформ в электроэнергетике.

В 2012 года принят Закон Республики Казахстан от 4 июля 2012 года и № 25-V «О внесении изменений и дополнений в некоторые законодательные акты Республики Казахстан по вопросам электроэнергетики, инвестиционной деятельности субъектов естественных монополий и регулируемого рынка» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.11.2015 г.)¹⁷⁸, который, в том числе, предусматривает ввод в Казахстане рынка электрической мощности. Основной целью создания рынка электрической мощности является обеспечение опережающего развития генерирующих мощностей.

В целях планомерного устойчивого развития энергетического комплекса утвержден Энергетический баланс до 2035 года, согласно которому ожидается рост новых мощностей почти в 2 раза.

Для предупреждения рисков возникновения дисбалансов в энергосистеме и влияния высоких тарифов от вновь вводимых новых источников энергии были проработаны нормы по переходу на новую целевую модель рынка электроэнергии, которая предусматривает централизованный закуп электрической энергии и внедрение балансирующего рынка¹⁷⁹.

¹⁷⁷ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=1049314

¹⁷⁸ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31220313

¹⁷⁹ <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/activities/215?lang=ru>

4. Реализация государственной стратегии развития электроэнергетической отрасли на среднесрочную и долгосрочную перспективу

Постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 утверждена Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан на 2023 – 2029 годы (с изменениями по состоянию на 28.03.2023 г.)¹⁸⁰. В документе дан анализ развития электроэнергетической, атомной отраслей, угольной, нефтяной и газовой промышленности, газотранспортной системы, а также представлено видение развития топливно-энергетического комплекса на 7 лет вперед.

Как ожидается в электроэнергетической отрасли:

- Объем вводимых электрических мощностей с накоплением достигнет 11,7 ГВт к 2029 году.
- Покрытие потребности экономики и населения в электрической энергии составит 100%.
- Доля электроэнергии от возобновляемых источников энергии – 12,5% в 2029 году от общего объема производства.
- Увеличение объема выработки электрической энергии от возобновляемых источников энергии по сравнению с 2022 годом вырастет в 2,8 раза.
- Обеспечение доступа населения к природному газу получат 12,4 млн человек.
- Снижение энергоемкости в энергетике от уровня 2021 года вырастет на 5% к 2029 году.

Планируется, что развитие электроэнергетической отрасли будет осуществляться с учетом необходимости выполнения обязательств страны по сокращению выбросов парниковых газов в рамках Парижского соглашения¹⁸¹.

Располагаемая мощность энергоисточников за счет ввода новых мощностей в 2029 году составит 27,7 ГВт, износ электросетей снизится до 47%, повысится качество управления электроэнергетическими сетями с внедрением «умных» электросетей и систем хранения электроэнергии.

В Концепции также говорится о формировании общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза и внедрении цифровых технологий в электроэнергетическую отрасль.

¹⁸⁰ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31581132&pos=5;-106#pos=5;-106

¹⁸¹ <https://www.zakon.kz/ekonomika-biznes/6391669-v-kazahstane-obnovili-kontseptsiyu-razvitiya-toplivnoenergeticheskogo-kompleksa.html>

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

В мае 2023 года Министерство энергетики Республики Казахстан приступило к реализации обновленной программы «Тариф в обмен на инвестиции»¹⁸².

Основной целью программы является снижение уровня износа станций не менее, чем на 15% путем повышения инвестиционной привлекательности сектора генерации. Важной частью обновленной программы является усиление действующих механизмов поддержки и обратных обязательств со стороны предприятий. Увеличение лимита возврата инвестиций позволит увеличить пул проектов по модернизации и расширению и реконструкции действующих станций. Приоритет будет предоставлен станциям, имеющим наибольший уровень износа, с учетом итогов технического аудита и разработанного плана мероприятий. Объем инвестиций в отрасль по программе оценивается порядка 400 млрд. тенге ежегодно¹⁸³.

¹⁸²https://www.inform.kz/ru/minenergo-kazahstana-realizuet-obnovlennuyu-programmu-tarif-v-obmen-na-investicii_a4073026

¹⁸³ <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/activities/215?lang=ru>

6. Реализации государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности

Постановлением правительства Республики Казахстан от 28 марта 2023 года № 264 утверждена Концепция развития сферы энергосбережения и повышения энергоэффективности Республики Казахстан на 2023-2029 годы¹⁸⁴.

Концепция направлена на создание условий для снижения энергоемкости ВВП Казахстана путем сокращения потребления и неэффективного использования топливно-энергетических ресурсов. Ожидается, что ее реализация повлияет на снижение удельного расхода энергоресурсов на производство продукции в приоритетных секторах промышленности, снижение энергопотребления в бюджетном секторе, ЖКХ и транспортном секторе¹⁸⁵.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ)

Действующая система господдержки развития ВИЭ закреплена в законодательстве Республики Казахстан с 2009 года.

В 2013 году были сформулированы конкретные цели развития сектора ВИЭ и, как следствие, определен объем рынка ВИЭ и потенциал по снижению парниковых газов от ВИЭ. Указом Президента Республики Казахстан от 30 мая 2013 года № 577 (с изменениями от 10.09.2019 г.)¹⁸⁶ постановлено утвердить Концепцию по переходу Республики Казахстан к «зеленой» экономике. Основными приоритетными задачами по переходу к «зеленой экономике», стоящими перед страной, являются:

1. улучшение эффективности использования ресурсов (водных, земельных, биологических и др.) и управления ими;
2. модернизация существующей и строительство новой инфраструктуры;
3. повышение благополучия населения и качества окружающей среды через рентабельные пути смягчения давления на окружающую среду;
4. повышение национальной безопасности, в том числе водной безопасности.

Согласно «Стратегии Казахстан – 2050» главной целью является доведение доли альтернативных и возобновляемых видов энергии в энергобалансе страны до 3% в 2020 г., до 15% в 2030 г., и до 50% в 2050 г.¹⁸⁷.

По состоянию на 01.01.2023 г. в Республике Казахстан действуют 83 объекта ВИЭ общей установленной мощностью 2253,96 МВт.

В 2023 году будут введены 15 объектов общей мощностью 276 МВт¹⁸⁸. В ноябре подписано межправительственное соглашение с Францией на строительство ВЭС с накопителями мощностью 1 ГВт (Total). Подписано соглашение о принципах по строительству ВЭС мощностью 1 ГВт (Masdar).

¹⁸⁴ <https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2300000264>

¹⁸⁵ <https://kapital.kz/economic/115123/kontseptsiya-razvitiya-sfery-energoberezeniya-razrabotana-v-kazahstane.html>

¹⁸⁶ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31399596

¹⁸⁷ https://www.akorda.kz/ru/official_documents/strategies_and_programs

¹⁸⁸ <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/activities/4910?lang=ru>

На аукционных торгах по ВИЭ в 2022 г. было отобрано 15 проектов ВИЭ общей мощностью 440 МВт, из них ВЭС – 400 МВт, СЭС - 40 МВт. Была получена исторически минимальная цена для ВЭС – 12,49 тг, меньше 3 центов за 1 квтч, что близко к мировому рекорду.

Для выполнения поручения Президента по достижению 15% ВИЭ к 2030 году планируется утверждение 5 летнего графика аукционов ВИЭ с СНЭ. А также строительство ВЭС с СНЭ с крупными компаниями Масдар, Тоталь, Acwa Power.

7. Международное сотрудничество

АО «KEGOC», являясь Системным оператором ЕЭС Казахстана выполняет функции по взаимодействию с энергосистемами сопредельных государств по управлению и обеспечению устойчивости режимов параллельной работы. В настоящее время ЕЭС РК работает параллельно с ЕЭС России и ОЭС Центральной Азии, включающей в себя энергосистемы Кыргызстана, Узбекистана и Таджикистана. Основой этому являются межправительственные соглашения о параллельной работе энергосистем сторон.

Выполняя функции Системного оператора ЕЭС Казахстана АО «KEGOC» взаимодействует с хозяйствующими субъектами сопредельных энергосистем:

- Российская Федерация (ПАО «ФСК ЕЭС», АО «СО ЕЭС», ПАО «Интер РАО»),
- Кыргызская Республика (ОАО «НЭС Кыргызстана»),
- Республика Узбекистан (АО «НЭС Узбекистана»),
- Республика Таджикистан (ОАХК «Барки Точик»).

Российская Федерация

В 2022 году продолжились взаимоотношения АО «KEGOC» с контрагентами Российской Федерации по договорам, заключенным в обеспечение параллельной работы в соответствии с межправительственным Соглашением от 20 ноября 2009 года о мерах по обеспечению параллельной работы единых энергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации. Данные договоры регламентируют основные технические и финансовые обязательства сторон при параллельной работе ЕЭС Казахстана и ЕЭС России:

- договор о параллельной работе электроэнергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации;
- договоры купли-продажи отклонений фактических почасовых межгосударственных сальдо перетоков электроэнергии ЕЭС Казахстана на границе с ЕЭС России от плановых между АО «KEGOC» и ПАО «Интер РАО»;
- договор оказания услуг по передаче (транзиту) электроэнергии по сети АО «KEGOC».

В 2022 году по договорам между АО «KEGOC» и ПАО «Интер РАО» осуществлялись операции по купле-продаже электроэнергии с целью компенсации почасовых отклонений фактического сальдо – перетока от планового на границе ЕЭС Казахстана и ЕЭС России. По договору между АО «KEGOC» и ПАО «ФСК ЕЭС» осуществлялась передача (транзит) электроэнергии по сетям АО «KEGOC» по маршруту Российская Федерация – Республика Казахстан - Российская Федерация.

Центральная Азия

Взаимоотношения ЕЭС Казахстана с энергосистемами ОЭС Центральной Азии регламентируются Соглашением между Правительствами

Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана о параллельной работе энергосистем от 17 июня 1999 года.

В 2022 году, по договору между АО «КЕГОС» и АО «Узбекэнерго» (АО «НЭС Узбекистана») оказывались услуги по регулированию (частоты) мощности для энергосистемы Узбекистана. По договорам между АО «КЕГОС» и ОАО «НЭС Кыргызстана» осуществлялись операции по купле-продаже электроэнергии для урегулирования внеплановых перетоков между энергосистемами Казахстана и Кыргызстана.

8. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период с 2012-2022 гг.

8.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2023 г.)

Таблица 1 – Электростанции Республики Казахстан

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции:				
1	Акмолинская ТЭЦ-1	4,6,12	3	22
2	Акмолинская ТЭЦ-2	80,120	6	600
3	Степногорская ТЭЦ	25,30,60	5	180
4	АО «Актобе ТЭЦ»	6,22,25,29,30	6	118
5	Эл.ст.»АЗФ ТНК «Казхром»	37,97.8	2	134,8
6	Жаназолская ГТЭС-56	12,16	11	168
7	Жаназолская ГТЭС-45	11.25	3	33,8
8	Жаназолская ПТЭС-160	80	2	160
9	ГПЭС Башенколь	0,98	3	2,9
10	ГПЭС Ю.Каратобе	2,5	5	10
11	ГПУ ТОО «АРБЗ»	9,73	4	38,9
12	ГПЭС ТОО «Восход-Oriel»	2	2	4
13	Алматинская ТЭЦ-1 АО «АлЭС»	25,60	3	145
14	Алматинская ТЭЦ-2 АО «АлЭС»	50,80,110	6	510
15	Алматинская ТЭЦ-3 АО «АлЭС»	41,50	4	173
16	Текелийская ТЭЦ-2	12	2	24
17	Атырауская ТЭЦ	12,25,45,60,100	12	414
18	ТЭЦ АНПЗ	6,12	4	30
19	ТГТЭС – 1 (ГТЭС-144)	34	4	136
20	ТГТЭС – 2 (ГТЭС-480)	34,43	3	110,9
21	ТГТЭС – 3 (ГТЭС-242)	121	2	242
22	ЭС «Кашаган»	40.26	6	311,6
23	ГПЭС «Sagat Energy»	1	9	9
24	Усть-Каменогорская ТЭЦ	3.5,8,25,38,50,120	8	372,5
25	Согринская ТЭЦ	25,50	2	75
26	Семипалатинская ТЭЦ	12	3	36
27	Риддер ТЭЦ	12,12,6,30	5	59

28	Жамбылская ГРЭС	200,210	6	1230
29	Жамбылская ТЭЦ 4	30	2	60
30	Уральская ТЭЦ	12,8,28.5	2	48,5
31	ГТЭС КПК	34,42	4	144,9
32	Уральская ГТЭС	18	3	54
33	ГТЭС-200 г. Уральск	100	1	100
34	ГТЭС-26	25,7,4,1	6	42,9
35	Кар.ГРЭС-1	40,10,60,63	6	84
36	Кар.ГРЭС-2	60,100,130	7	643
37	ТЭЦ ПВС (ТЭЦ-1 КМК)	12,63	4	192
38	Карагандинская ТЭЦ-2	100,165	4	435
39	Кар.ТЭЦ-1	6	4	24
40	Кар.ТЭЦ-3	100,110,120	6	670
41	Балхашская ТЭЦ	40,30,60	4	145
42	Жезказганская ТЭЦ	63	4	252
43	Шахтинская ТЭЦ	6	3	18
44	ГТЭС Акшабулак	29	3	87
45	ГТЭС Кумколь	15,18,4	5	102
46	Рудненская ТЭЦ	63,30,32	6	267
47	Костанайская ТЭЦ	6	2	12
48	ТЭЦ ГКП КТЭК Костанайская ТЭЦ-2	1,6	2	7
49	Аркалыкская ТЭЦ	4	1	4
50	Кызылординская ТЭЦ-6	30,60	2	67
51	Кызылординская КОГТЭС	15,4	3	46,2
52	ТОО ТЭС «СКЗ-U»	18,5	1	18,5
53	ТЭЦ-1 МАЭК	25	3	75
54	ТЭЦ-2 МАЭК	50; 60; 80; 100	10	630
55	ТЭС МАЭК	200; 210; 215	3	625
56	ППЭС Жана озен ТОО «ОралМунайПром»	1,5; 3,4; 4,3	9	30,4
57	ГТЭС «Каламкас»	45	2	90
58	ЭГРЭС-1	500	7	3500
59	ЭГРЭС-2	500	2	1000
60	Аксукая ТЭС АО «ЕЭК»	300; 310; 325	8	2535
61	Павлодарская ТЭЦ-1	50; 60; 80	6	350
62	Павлодарская ТЭЦ-2	25; 60	3	110
63	Павлодарская ТЭЦ-3	50; 65; 125	6	555
64	ЭТЭЦ	12	1	12

65	ТЭС «УПНК-ПВ»	3	4	12
66	Петропавловская ТЭЦ-2	60; 63; 95; 100	7	541
67	Шымкентская ТЭЦ 3	80	2	160
68	Кентауская ТЭЦ-5	5,5; 7	3	12,5
	Итого:			19112,3
Гидравлические электростанции*:				
1	Капшагайская ГЭС АО «АлЭС»	128	4	364
2	Алматинский каскад ГЭС АО «АлЭС» ГЭС-1	5,2	3	15,6
3	Алматинский каскад ГЭС АО «АлЭС» ГЭС-2	4,8	3	14,4
4	Алматинский каскад ГЭС АО «АлЭС» ГЭС-5	3,8	1	3,8
5	Алматинский каскад ГЭС АО «АлЭС» ГЭС-6	2,5	1	2,5
6	Алматинский каскад ГЭС АО «АлЭС» ГЭС-7	2,5	1	2,5
7	Алматинский каскад ГЭС АО «АлЭС» ГЭС-8	2,5	1	2,5
8	Алматинский каскад ГЭС АО «АлЭС» ГЭС-9	0,84	1	0,8
9	Алматинский каскад ГЭС АО «АлЭС» ГЭС-10	0,84	1	0,8
10	Алматинский каскад ГЭС АО «АлЭС» ГЭС-11	0,84	1	0,8
11	Каскад ГЭС Алматинской области АО «АлЭС» Талгарская ГЭС	1,1	3	3,2
12	Алматинский каскад ГЭС мини ГЭС «Караш»	0,125	1	0,125
13	Алматинский каскад ГЭС АО «КазНИИ энергетики им. ак. Чокина Ш.Ч.»			0,75
14	ГЭС Турген ТОО «Завод Электрокабель»	1, 0,4	2	1,4

15	ГЭС Кора	9,4,2	5	28,5
16	ГЭС «Энерго Алматы»	0,2	2	0,43
17	Мойнакская ГЭС	150	2	300
18	Иссыкская ГЭС-1	4,95	1	4,95
19	Иссыкская ГЭС-2	5,1	1	5,1
20	Иссыкская ГЭС-3	0,84, 0,14	2	1
21	Талдыкорганские ГЭС Аксу ГЭС-1	1,2	2	1,9
22	Талдыкорганские ГЭС Саркандская ГЭС-2			2,39
23	Талдыкорганские ГЭС Антоновская ГЭС-3	0,8	2	1,6
24	Талдыкорганские ГЭС Успеневская ГЭС-4	1,25	2	1,9
25	Талдыкорганские ГЭС Ынталинская ГЭС-5			0,6
26	Каратальская ГЭС-1	3,36	3	10,1
27	Каратальская ГЭС-2	2,2	2	4,4
28	Каратальская ГЭС-3	1,7	3	4,4
29	Каратальская ГЭС-4	1,25 0,63	3	3,1
30	Верхне-Басканская ГЭС	1,4	3	4,2
31	Чижинская ГЭС-2 ТОО «Каскад Каратальских ГЭС»	8,6	3	25,8
32	ГЭС Лепсы-2	4,83 2,5	4	17
33	Бухтарминская ГЭС	75	9	675
34	Усть-Каменогорская ГЭС	82,8; 95	4	355,6
35	Шульбинская ГЭС	117	6	702
36	Лениногорский каскад ГЭС Тишинская ГЭС	6,15	1	6,15
37	Лениногорский каскад ГЭС Хариузовская ГЭС	1 2,63	4	5,6
38	Лениногорский каскад ГЭС Ульбинская ГЭС	9,2	2	18,4
39	АО «ВКРЭК» Зайсанская ГЭС	1	2	2
40	Тургусунская ГЭС ТОО «Тургусун-1»	11,92; 11,92; 2,02	3	24,9
41	Меркенская ГЭС-1	0,3	2	0,550
42	Меркенская ГЭС-2	0,5	3	1,2
43	Меркенская ГЭС-3	0,5	3	1,5
44	Каракыстакская ГЭС	1, 0,1	3	2,3
45	Тасоткельская ГЭС	2,3	4	9,2

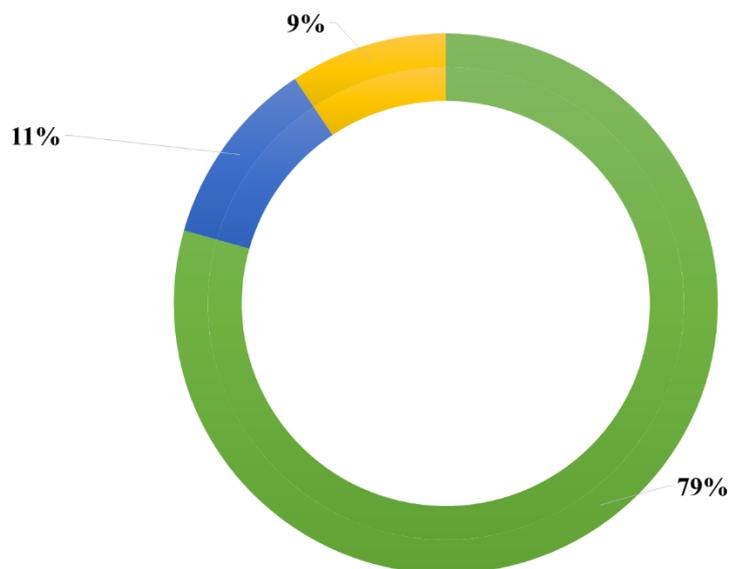
46	Тасоткельская ГЭС-2 ТОО «Компания А & Т»	2,3	4	9,2
47	Интумакская ГЭС	0,63	1	0,6
48	АО «Шардаринская ГЭС»	25	4	63
49	Малые ГЭС на р. Келес ГЭС «Кошкар-Ата»	1,3	1	1,3
50	Малые ГЭС на р. Келес ГЭС «Рысжан»			2
51	ГЭС «Манкент»	1,25	2	2,5
52	ГЭС «Достык»	0,18; 0,4; 0,4	3	0,98
53	Мини ГЭС «СПК Ынтымак»			1,5
	Итого:			2716,025
Возобновляемые источники энергии:				
1	ВЭС Ерейментау-1	2,05	22	45
2	ВЭС «Astana Expo»	3,45	29	100
3	ВЭС-1 ТОО «Golden Energy corp»			4,95
4	ВЭС-2 ТОО «Golden Energy corp»			25,50
5	СЭС Нура ТОО «КВ ENTERPRISES»			100
6	ВЭС Красный яр ТОО «Вичи»	0,7	10	7
7	ВЭС Тургай ТОО «Производственная фирма ЭлектроСетьСтрой»			4,50
8	Капшагайская СЭС			2
9	ВЭС ТОО «Annar»	4,5	1	4,5
10	ВЭС «Нурлы»	0,5	9	4,5
11	ВЭС Сарыбулак-1	0,75	6	4,5
12	ВЭС Сарыбулак-2	0,9	5	4,5
13	ВЭС ТОО «Кербулак»- 1	0,65	7	4,5
14	ВЭС ТОО «Кербулак» - 2	0,65	7	4,5
15	СЭС Капчагай-100	2,5	40	100
16	СЭС - Капчагай - 416	0,075	6	0,42
17	СЭС - Чу-100			100
18	СЭС Каскелен ТОО «MISTRAL ENERGY»	1,78	28	50

19	СЭС Сарыбулак ТОО «КапшагайСоларПарк»	0,25	20	4,95
20	ВЭС Нурлы 2 ТОО «ВЭС Нурлы»	0,65	7	4,5
21	ВЭС Шелек ТОО «SamrukGreenEnergy»	2,5	2	5
22	СЭС Техно Базальт	0,25	12	3
23	Капшагайская СЭС ТОО «Samruk Green Energy»	0,05	21	1
24	СЭС Отар	0,5	1	0,5
25	ВЭС «К-1»	0,78	2	1,6
26	Кордайская ВЭС-1	1	21	21
27	СЭС Бурное			50
28	СЭС Бурное-2			50
29	Кордайская ВЭС-2 Ветроинвест	1,3 1,65	19	30,7
30	ВЭС Коктал-1 ТОО «Wind Power city»	1,65	3	4,95
31	ВЭС Коктал-2 ТОО «Wind Elektricitiy»	1,65	3	4,95
32	ВЭС Жанатас ТОО «Жанатасская Ветровая Электростанция»	2,5	40	100
33	СЭС Гульшат ТОО «КПИМ Дельта»	0.07	530	40
34	СЭС Сарань ТОО «СЭС Сарань»	2.5	40	100
35	СЭС Агадырь -1 ТОО «КазСолар-50»	0.83	60	50
36	СЭС Кенгир ТОО «KAZ GREEN ENERGY»	0.2	48	10
37	СЭС Агадырь -2 ТОО «КазСолар-50»	0.72	36	26
38	ТОО СЭС «СКЗ-U»	1	1	0,4
39	СЭС ТОО «Байкен-U»	0,016;	19	0,3
40	СЭС Байконур			50
41	СЭС Жалагаш ТОО «Номад Солар»		8	28
42	СЭС Жанакорган ТОО «ХЕК-КТ»		39	10
43	ВЭС-1 КТ «Зенченко и К»	0,75	2	1,5
44	ВЭС-2 КТ «Зенченко и К»	1	2	2

45	ВЭС ТОО «Иван Зенченко»	1	2	2
46	СЭС Акбай	0,5	2	0,95
47	СЭС Очистное	0,5	2	0,95
48	СЭС ИП Кулиев			0,04
49	СЭС ТОО «ЕсоProTech- Astana»		10	20
50	СЭС Жетысай ТОО «КаДи»		4	4,8
51	СЭС Задарья ТОО»Каз Green tek Solor-1»		6	14
52	СЭС Задарья-2 ТОО «Каз Green tek Solor-1»		18	5
53	СЭС Шолаккорган ТОО «ЮКСЭС 50»		303	50
54	СЭС Шымкент «ТОО HEVEL KAZAKHSTAN»		75	20
55	СЭС Кентау ТОО «HEVEL KAZAKHSTAN»		189	50
56	СЭС Шоктас ТОО «KZT Solar»		189	50
57	СЭС Кушата ТОО «KZT Solar»	0.26	38	10
58	СЭС-2 Батыр ТОО Group Independent		39	2
59	ВЭС «Форт-Шевченко» ТОО «СПКТ Редкомментальная компания»	1.75/2	24	43,6
60	ВЭС Акшукур ТОО «БЕСТ Групп- НС»	2; 1,5; 1,5	3	5
61	ВЭС Сервис ТОО «ВЭС Сервис»	2	5	10
62	ВЭС Жангиз ТОО «ВЭС Жангиз»	1,65	3	5
63	ВЭС Ыбырай ТОО «Жел Электрик»	3,2	16	50
64	СЭС-Жангиз ТОО «Жангиз Солар»		44	30
65	ВЭС Чарск Ветер ТОО «Чарск Ветер» (Комплекс ВЭС)	5,25 3,5	6 1	29,7

66	ВЭС Тайман-2 ТОО «ВетроЭнергоТехнологии»	1,65	32	52,8
67	ВЭС Бадамша-1 ТОО «Arm Wind»	3,69	13	48
68	ВЭС Бадамша-2 ТОО «Arm Wind»	4,8	10	48
69	СЭС Уштобе ТОО «АлматыЭнергоПроджект»	0.05	86	4,95
70	ВЭС Шелек-1 ТОО «Энергия Семиречья»	2,5	24	60
71	ВЭС Шелек-2 ТОО «Жеруек Энерго»	2	25	50
72	СЭС Айша ТОО «АЕС Аса»	0.28	179	50
73	ТОО «ВЭС Шенгельды»	1,5	3	4,5
74	ТОО «ВЭС Шенгельды-2»	1,5	3	4,5
75	ТОО «ВЭС Новотэкс»	1,5	3	4,5
76	СЭС Макпал ТОО «Инженерная Арена»	0.27	18	4,95
77	СЭС Отрар ТОО «Cascade NRG»			2
78	ВЭС 100МВт «Абай-1»	3,2	30	100
79	ВЭС «Абай-2»			50
80	СЭС Балхаш ТОО «KAZ GREEN ENERGY»			50
81	ВЭС Борей-1 ТОО «Borey Energo»			50
82	ВЭС Борей-2 ТОО «Borey Energo»			50
83	ВЭС «EnergoTrust» ТОО «Energo Trust»			50
	Итого:			2253,96
	Итого (общее):			24082,96

Суммарная установленная мощность составляет 24082,96 МВт (Таблица 1).



■ Тепловые электростанции ■ Гидравлические электростанции ■ ВИЭ

Рисунок 1 – Структура установленных мощностей Республики Казахстан

На рисунке 1 структура установленных мощностей Республики Казахстан представлена следующим образом: гидравлические электростанции составляют 11 %, тепловые электростанции – 79%, ВИЭ - 9%.

8.2. Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Таблица 2 – Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Годы		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		415,6	678,9	164,4	198,7	357,6	656,7	117,4	252,8	1032	695	455,5	566,5
В т.ч.	ТЭС	325,0	209,0	150	88,5	440	88,5	69,9	55,9	440	40,4	168,7	7
	ГЭС (выше 25 МВт)	-	-	-	-	-	-	28,5	-	-	63	59,9	н/д
	АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт* и ниже)	н/д	н/д	н/д	н/д	65,6	н/д	19,01	21	16,7	591,6	226,9	559,5
	прочие	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)		58	35	65	34,5	56	0,9	500	65,2	8	10	132	2,312
В т.ч.	ТЭС	58	35	65	56	н/д	56	500	15,2	8	10	132	2
	ГЭС (выше 25 МВт*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт* и ниже)	-	-	-	-	0,9	-	-	-	-	-	-	0,312
	прочие	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ввод и вывод генерирующих мощностей на электростанциях Республики Казахстан осуществлялся в течение всего периода с 2012 по 2022 год (Таблица 2).

8.3. Электрические сети

8.3.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 3 – Системообразующий сетевой комплекс

№	Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 1150 кВ	1 421,225
2	ЛЭП напряжением 500 кВ	8 282,258
3	ЛЭП напряжением в габаритах 330 кВ (раб. напряжение 220кВ)	1 863,280
4	ЛЭП напряжением 220 кВ	14 890,611
5	ЛЭП напряжением 110 кВ	352,841
6	ЛЭП напряжением 35 кВ	44,130
7	ЛЭП напряжением 10 кВ	103,377
8	ЛЭП напряжением 6 кВ	8,020
9	ЛЭП напряжением 0,4 кВ	5,042
	Итого:	26 970,784

Системообразующие линии электропередач Республики Казахстан представлены ЛЭП напряжением 1150 кВ, 500 кВ, 330 кВ, 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 10 кВ, 6 кВ, 0,4 кВ (Таблица 3).

Таблица 4 – Системообразующие электрические подстанции

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 1150 кВ	3	9384,1
2	ПС напряжением 500 кВ	20	17 447,5
3	ПС напряжением 220 кВ	57	12 138,1
4	ПС напряжением 35 кВ	2	23,2
	Всего	82	38 992,9

Системообразующие электрические подстанции Республики Казахстан представлены ПС напряжением 1150 кВ, 500 кВ, 220 кВ, 35 кВ, суммарная трансформаторная мощность составляет 38992,9 МВА, общее количество – 82 шт.

9. Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 5 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи

№	Страна	Наименование ЛЭП	Наименование подстанций начала и конца ЛЭП	Напряжение (кВ)	Общая длина (км)	Длина по террит. гос-ва (км)	Пропускная способность (МВА)
1	Казахстан	Л-1103	«Костанайская – Челябинская»	1150 (500)	339,5	208,3	-
2	Казахстан	Л-1104	«Экибастузская – Алтай»	1150 (500)	696,302	324,90	-
3	Казахстан	Л-5716	«ТГРЭС – Сокол»	500	163,9	155,38	-
4	Казахстан	Л-5736	«ИГРЭС – Житикара»	500	196,1	92,7	-
5	Казахстан	Л-5986	«ТГРЭС-ЮГРЭС-2»	500	150,7	1,54	-
6	Казахстан	Л-5996	«ТГРЭС – Магнитогорская»	500	186,6	29,6	-
7	Казахстан	Л-5201	«Аврора – Курган»	500	275,7	112,1	-
8	Казахстан	Л-5561	«Аврора – Таврическая»	500	282	116,5	-
9	Казахстан	Л-5012	«Новотроицкая – Ульке»	500 (220)	153,4	106,5	-
10	Казахстан	Л-5032	«БАЭС – Степная»	500 (220)	295,7	55,3	-
11	Казахстан	Л-5544	«Рубцовская - Усть-Каменогорск»	500	149,6	70,1	-
12	Казахстан	Л-5527	«ЕЭК – Рубцовская»	500	331,315	167,92	-
13	Казахстан	Л-5537	«ЕЭК – Иртышская»	500	251,395	241,45	-
14	Казахстан	Л-5577	«Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая»	500	370,686	237,99	-
15	Казахстан	Л-2751	«Макушино – Аврора»	220	184,706	114,3	-
16	Казахстан	Л-2012	«Орская - Кемпирсай»	220	85,6	58,7	-
17	Казахстан	Л-2032	«Орская – Актюбинская»	220	170,22	140,2	-
18	Казахстан	Л-2522	«Кинель – Уральская»	220	250,6	59,25	-
19	Казахстан	Л-2582	«Степная – Южная»	220	117,83	54,6	-
20	Казахстан	Л-2076	«Троицкая ГРЭС – Приуральская»	220	44,54	44,54	-
21	Казахстан	Л-2227	«Урожайная (т) – Мынколь (т)»	220	103,3	25,795	-
22	Казахстан	Л-2237	«Районная (т) –	220	112,5	83,695	--

			Валиханово (т)»				
23	Казахстан	Л-2247	«Мынколь (т) – Иртышская»	220	117,6 46	98,4	-
24	Казахстан	Л-2257	«Валиханово (т) – Иртышская»	220	58,64 6	39,4	-
25	Казахстан	Л-2407	«Павлодарская – Кулунда»	220	138,8 3	117,23	-
26	Казахстан	Л-5019	«Шымкент – ТашГРЭС»	500	111,6	111,6	-
27	Казахстан	Л-2419	«Ташкентская ГРЭС – Шымкентская»	220	132,2 8	117,7	-
28	Казахстан	Л-2429	«Ташкентская ГРЭС – Жылга (т)»	220	76,9	76,9	-
29	Казахстан	Л-5143	«Шу – Фрунзенская»	500	-	95,081	-
30	Казахстан	Л-2163	«Главная – Шу»	220	173,8	163,65	-
31	Казахстан	Л-2183	«Западная – Быстровка»	220	80,01 3	74,913	-
32	Казахстан	Л-2193	«Алматы – Главная»	220	198,7	188,55	-
33	Казахстан	Л-5159	«Фрунзенская – Жамбыл»	500	215,7	210,8	-
34	Казахстан	Л-2119	«ЖГРЭС – Жамбыл (т)»	220	23,3	20,515	-
35	Казахстан	Л-2129	«ЖГРЭС – Жамбыл»	220	38	35,368	-
36	Казахстан	Л-2139	«ЖГРЭС – Жамбыл»	220	42,8	39,794	-
37	Казахстан	Л-2759	«ЖГРЭС – Фрунзенская, с отв. на Абдезим, Мерке»	220	178,4	177,2	-

10. Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 6 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		90,2	91,9	93,9	90,8	94,1	102,4	106,8	106,0	108,1	114,4	112,86
В т.ч.	ТЭС	76,6	77,6	78,8	74,1	74,7	82,4	86,8	86,7	85,9	91,1	88,6
	ГЭС (выше 25 МВт)	7,6	7,7	8,2	8,8	11,1	10,5	9,6	8,8	9,2	8,4	8,3
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	-	-	-	0,6	0,9	1,1	1,3	3,1	1,9	4,2	5,0
	прочие	6,0	6,6	6,9	7,3	7,4	8,4	9,1	9,5	9,0	10,7	10,9
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		91,4	89,6	91,6	90,9	92,3	97,9	103,2	105,2	107,4	113,9	112,94
Межгосударственный обмен ЭЭ * (млрд кВт·ч)	передача (экспорт)	1,4	4,4	4,0	1,6	3,1	5,8	4,9	2,3	2,5	2,6	2,1
	получение (импорт)	2,6	2,1	1,7	1,7	1,7	1,3	1,3	1,6	1,7	2,1	2,2
Установленная мощность (МВт)		2044	20592	20844	2130	22055,	21672,	21901,9	22936,6	23621,6	23957,	24523,
В т.ч.	ТЭС	1787	18002	18252	1858	19275,	18845	18935,7	19419,5	19419,5	19456,	19461,
	ГЭС (выше 25 МВт)	н/д	н/д	н/д	н/д	2472,2	2472,2	2446,6	2522,6	2522,6	2534,8	2534,8
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	н/д	н/д	н/д	н/д	312,6	355,8	519,6	1679,5	1679,4	1966,3	2527,7
	Абсолютный максимум нагрузки (МВт)	1415	13099	13586	1327	13990	14194	14823	15182	15761	15826	16459
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,00	50,00	49,99	50,00	50,02	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд.кВт·ч)		8,3	8,2	8,3	8,0	8,1	8,4	8,8	8,8	8,9	9,3	9,1
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд. кВт·ч) *данные указаны только по АО КЕГОС		2,55	2,65	2,39	2,58	2,44	2,51	2,8	-	-	-	-
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		360,1	361,9	378,2	382,1	382,5	377,3	375,1	381,2	363,6	376,3	374,2
Расход натурального топлива	Газ (млрд. м ³)	4,5	4,6	4,9	4,6	4,7	4,6	4,7	4,9	4,9	4,8	5,2
	Мазут (тыс. т)	565,3	386,2	391,8	442,9	445,2	242,8	259,4	233,7	244,2	207,9	241,2
	Уголь (млн. т)	55,0	54,3	53,3	50,3	50,1	54,5	58,1	58,1	57,4	60,4	57,5

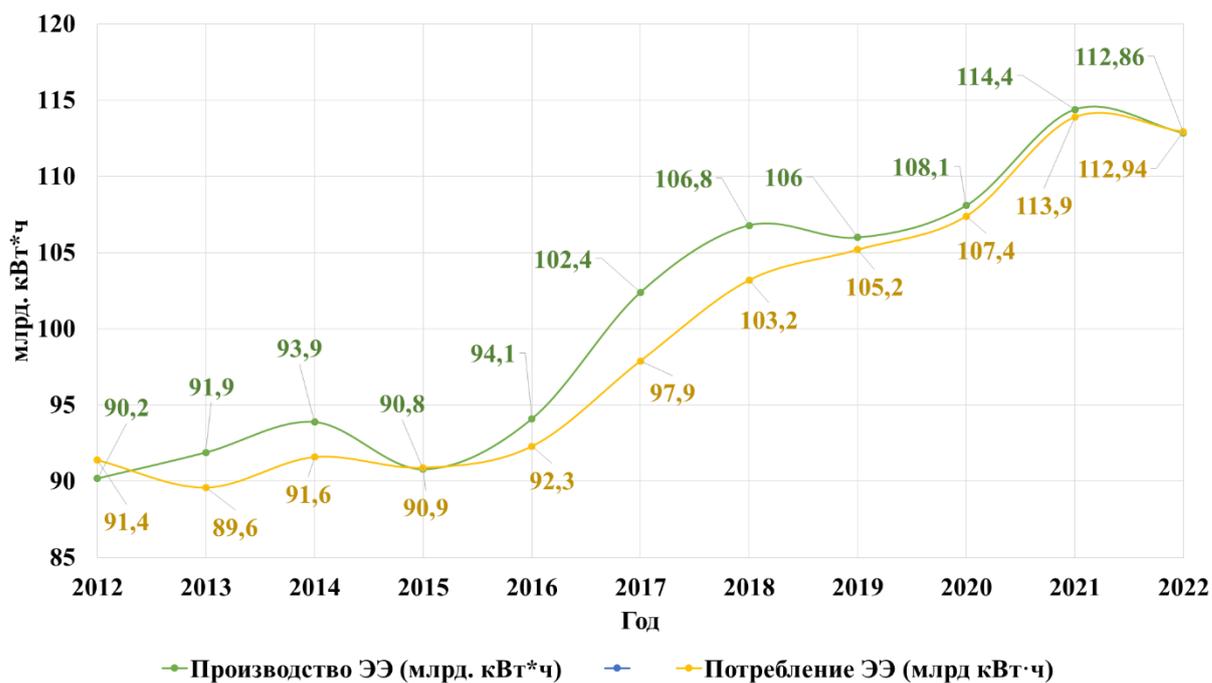


Рисунок 2 – Динамика производства и потребления электроэнергии за 2012-2022 гг. в Республике Казахстан

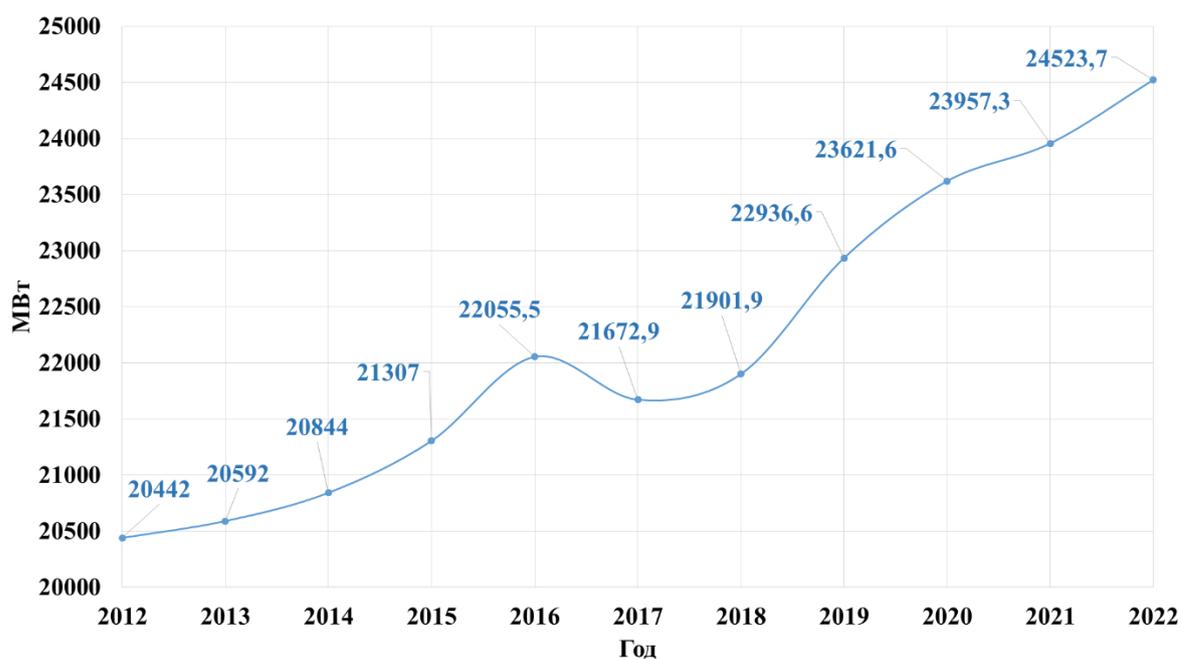


Рисунок 3 – Динамика изменения установленной мощности за 2012-2022 гг. в Республике Казахстан

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

1. Общая характеристика энергосистемы

На территории Кыргызской Республики производство электрической энергии осуществляют 7 ГЭС, 2 тепловые станции национального значения ОАО «Электрические станции»¹⁸⁹ и 9 малых ГЭС ОАО «Чакан ГЭС»¹⁹⁰, общая установленная мощность которых составляет 3930,23 МВт.

Передачу электрической энергии осуществляет ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана»¹⁹¹ по линиям электропередачи напряжением 110-500 кВ общей протяженностью 7541 км и 197 подстанциям напряжением 110-500 кВ суммарной трансформаторной мощностью 12498,4 МВА.

Распределение электрической энергии осуществляют распределительные электрокомпании по электрическим сетям напряжением 35/10/6/0,4 кВ:

- Протяженность ВЛ 0,4-35 кВ – 58503,5 км;
- Количество подстанций и ТП – 23192 шт;
- Установленная мощность ПС - 35 кВ - 2455 МВА; ТП 6-10 кВ – 5173 МВА.

Теплоснабжение города Бишкека осуществляет ОАО «Бишкектепосеть», являющаяся филиалом ОАО «Электрические станции», с протяженностью тепловых сетей – 454,1 км и 19 насосными станциями¹⁹². Потребителями тепла являются жилые, административные, культурно-бытовые здания, производственные предприятия и другие объекты. Число присоединенных потребителей составляет более 132 000.

Кыргызская Республика обладает большим потенциалом для развития гидроэнергетики: по объему формируемых на ее территории водных ресурсов Республика занимает третье место среди государств СНГ.

В стране насчитывается 252 крупные и средние реки, потенциал которых оценивается в 18,5 ГВт мощности и более 140 млрд. кВт*ч электроэнергии, из которых используется менее 10%. Большими запасами гидроэнергоресурсов обладают реки Нарын, Сары-Джаз, Кокомерен, Чаткал, Тар, Чу, кара-Дарья и Чон-Нарын, у которых средние уклоны изменяются от 5 до 20 м на 1 км длины, а средняя удельная мощность составляет от 2227 до 5322 кВт/км. Только на реке Нарын можно дополнительно построить 7 каскадов из 27 ГЭС.

Установленная мощность перспективных каскадов составляет 5600 МВт, среднемноголетняя годовая выработка которых может составить более 20 млрд. кВт*ч электроэнергии.

До конца 2015 года государственное регулирование электроэнергетической отрасли осуществлялось Министерством энергетики и

¹⁸⁹ <http://www.energo-es.kg/>

¹⁹⁰ <https://www.chakanges.kg/>

¹⁹¹ <http://nesk.kg/ru/>

¹⁹² <https://www.energo-es.kg/ru/o-kompanii/filialy/bishkekское-predpriyatie-teplovykh-setey/>

промышленности Кыргызской Республики. 16 ноября 2015 года в соответствии с постановлением Правительства Кыргызской Республики «Об организационных мерах в связи с утверждением новой структуры Правительства Кыргызской Республики» было ликвидировано Министерство энергетики и промышленности Кыргызской Республики с передачей его функций Министерству экономики Кыргызской Республики.

С 15 ноября 2021 года согласно постановлению Правительства Кыргызской Республики «О вопросах Министерства энергетики Кыргызской Республики» № 247 (в редакции постановления Кабинета Министров КР от 22 декабря 2022 года № 709¹⁹³) утверждены положение о Министерстве энергетики Кыргызской Республики и схема управления Министерства энергетики Кыргызской Республики¹⁹⁴.

В соответствии с постановлением Кабинета Министров Кыргызской Республики от 7 июня 2022 года «О создании государственного предприятия «Кыргызтранснефтегаз» при Министерстве энергетики Кыргызской Республики» № 300 создано государственное предприятие «Кыргызтранснефтегаз» при Министерстве энергетики Кыргызской Республики, наделенного правами национального оператора по транспортировке, хранению, переработке природного и сжиженного газа и продаже нефти, газа и продуктов их переработки¹⁹⁵.

В соответствии с постановлением Правительства Кыргызской Республики от 4 июля 2016 года № 373 об организационных мерах в связи с изменением структуры Правительства Кыргызской Республики был образован Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования Кыргызской Республики на базе Государственного агентства по геологии и минеральным ресурсам при Правительстве Кыргызской Республики, с передачей от Министерства экономики Кыргызской Республики функций по разработке и реализации государственной политики в области промышленности, топливно-энергетического комплекса, недропользования.

Государственный комитет промышленности, энергетики и недропользования Кыргызской Республики разрабатывает и реализует единую государственную политику в области изучения и рационального использования недр, водно-энергетических и топливных ресурсов, возобновляемых источников энергии и промышленного потенциала страны, а также координирует реализацию единой государственной политики по комплексному развитию и созданию новых объектов промышленности, топливно-энергетического комплекса.

В ноябре 2014 года в целях разделения функций по формированию политики, развития топливно-энергетического комплекса, обеспечения независимости отраслевого регулирующего органа было образовано

¹⁹³ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/159238?cl=ru-ru>

¹⁹⁴ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/158674?cl=ru-ru>

¹⁹⁵ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/159238?cl=ru-ru>

Государственное агентство по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики на базе Государственного департамента по регулированию топливно-энергетического комплекса при Министерстве энергетики и промышленности Кыргызской Республики. Государственное агентство по регулированию топливно-энергетического комплекса при Правительстве Кыргызской Республики является уполномоченным государственным органом, осуществляющим государственное регулирование деятельности субъектов топливно-энергетического комплекса посредством лицензирования и установления тарифов на электрическую, тепловую энергию и природный газ.

2. Нормативно-правовая база,

регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Основные Законы Кыргызской Республики, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. Об энергетике (в редакции от 14 января 2015 года №10)¹⁹⁶;
2. Об электроэнергетике (в редакции от 24 июля 2019 года №99)¹⁹⁷;
3. О стратегических объектах (в редакции от 18 марта 2017 года №246)¹⁹⁸;
4. Об акционерных обществах (в редакции от 16 февраля 2023 года № 33)¹⁹⁹;
5. Об особом статусе каскада Токтогульских гидроэлектростанций и национальной высоковольтной линии электропередачи (в редакции от 23 мая 2008 года №95)²⁰⁰;
6. О возобновляемых источниках энергии (в редакции от 30 июня 2022 года № 49)²⁰¹;
7. Об энергосбережении (в редакции от 8 июля 2019 года № 83)²⁰².

Постановления Правительства Кыргызской Республики, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. «Об утверждении Положения о порядке проведения периодического контроля энергетической эффективности котлов, систем отопления и горячего водоснабжения зданий» от 2 августа 2012 года № 53²⁰³;
2. «Об утверждении Правил пользования тепловой энергией» от 14 марта 2012 года № 172²⁰⁴;
3. «О подготовке отраслей экономики и населения Кыргызской Республики к осенне-зимнему периоду 2023/2024 года» от 25 апреля 2023 года № 220²⁰⁵;
4. «О мерах по реформированию энергетической отрасли Кыргызской Республики» от 1 апреля 2016 года №169²⁰⁶;
5. «О создании открытого акционерного общества Национальная энергетическая холдинговая компания» от 6 января 2016 года № 4²⁰⁷;
6. «О переводе (трансформации) земельных участков под строительство линии электропередачи напряжением 500 кВ «Датка-Кемин» от 13 августа 2015 года № 575²⁰⁸;

¹⁹⁶ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/205430?cl=ru-ru>

¹⁹⁷ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/508>

¹⁹⁸ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/202305>

¹⁹⁹ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/112518?cl=ru-ru>

²⁰⁰ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/954>

²⁰¹ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/112382?cl=ru-ru>

²⁰² <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/111930?cl=ru-ru>

²⁰³ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/93633>

²⁰⁴ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/92957>

²⁰⁵ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/160204?cl=ru-ru>

²⁰⁶ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/99128>

²⁰⁷ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/98291>

²⁰⁸ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/99762>

7. «Об утверждении Среднесрочной тарифной политики Кыргызской Республики на электрическую и тепловую энергию на 2021-2025 годы» от 30 сентября 2021 года № 192 (в редакции от 22 сентября 2022 года № 517)²⁰⁹;
8. «О создании ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр» от 5 августа 2015 года № 561²¹⁰;
9. «Об утверждении порядка закупок товаров, работ и услуг, связанных с национальной обороной, национальной безопасностью, защитой государственной тайны, информационной безопасностью и ликвидацией последствий стихийных бедствий» от 1 июля 1998 года № 398 (в редакции от 15 апреля 2022 года № 226)²¹¹;
10. «Об утверждении Правил пользования электрической энергией» от 22 августа 2012 года № 576²¹²;
11. «Об упорядочении деятельности государственных предприятий» от 11 сентября 2019 года № 468 (в редакции от 17 февраля 2023 года № 90)²¹³;
12. «Об утверждении Правил учета тепловой энергии и теплоносителя» от 12 января 2012 года № 26²¹⁴;
13. «О принятии мер по снижению потребления электроэнергии в часы утреннего и вечернего максимума нагрузок энергосистемы Кыргызской Республики» от 30 декабря 2011 года № 763²¹⁵;
14. «Об утверждении Правил предоставления технических условий и порядка подключения к сетям инженерно-технического обеспечения в Кыргызской Республике» от 10 февраля 2009 года № 100 (в редакции от 9 июля 2020 года № 377)²¹⁶;
15. «Об утверждении форм отчетности по показателям финансово-экономической деятельности энергетических компаний Кыргызской Республики» от 18 августа 2017 года № 518²¹⁷;
16. «Об утверждении Перечня стратегических объектов Кыргызской Республики» от 17 февраля 2014 года № 99 (в редакции от 10 января 2023 года № 2)²¹⁸;
17. «Об утверждении Программы приватизации государственной собственности в Кыргызской Республике на 2020-2022 годы и о внесении изменений в постановление Жогорку Кенеша Кыргызской Республики от 8 июля 2011 года № 941-V «Об утверждении Программы по эффективному управлению и распоряжению национализированными объектами» от 25 июня 2020 года № 3966-V» от 25 июня 2020 года № 3966-VI²¹⁹;

²⁰⁹ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/159452?cl=ru-ru>

²¹⁰ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/97811>

²¹¹ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/159107?cl=ru-ru>

²¹² <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/93672?cl=ru-ru>

²¹³ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/160026?cl=ru-ru>

²¹⁴ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/93390>

²¹⁵ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/92861/10?cl=ru-ru>

²¹⁶ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/90223>

²¹⁷ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/100260>

²¹⁸ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/96104>

²¹⁹ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/88111?cl=ru-ru>

18. «Об утверждении Правил технологического присоединения генерирующих источников, электрических сетей электrorаспределительных организаций и электроустановок потребителей к электрическим сетям» от 29 марта 2018 года №169²²⁰.

²²⁰ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/11811>

3. Реформирование (реструктуризация) электроэнергетики и формирование национальных электроэнергетических рынков

Энергетика является базовой отраслью экономики Кыргызской Республики, обеспечивающей растущие внутренние потребности страны в электрической и тепловой энергии, создании резервов мощности и наращивании экспортного потенциала.

В целях повышения эффективности функционирования энергетики Кыргызской Республики, согласно Решению Совета обороны Кыргызской Республики №1 от 28 апреля 2015 года «О вертикализации управления энергетической отраслью», а также Программы Правительства Кыргызской Республики «Стабильность, доверие и новые возможности», утвержденная постановлением Жогорку Кенеша Кыргызской Республики от 5 ноября 2015 года №10-6 для интеграции вертикализации управления было создано открытое акционерное общество «Национальная энергетическая холдинговая компания» (Национальный энергохолдинг).

Создание Национального энергохолдинга базировалось на следующих основополагающих принципах:

1. Системное вертикально-интегрированное управление энергетической отраслью в рамках единой стратегии развития и принципах управления;
2. Эффективное управление активами и ресурсами посредством снижения издержек и увеличения доходов;
3. Обеспечение системности подготовки и прохождения ОЗП путем анализа возможных рисков и прогнозирования;
4. Унификация внутренних локальных актов и регламентов;
5. Воссоздание системы подготовки и переподготовки специалистов по эксплуатации энергетического оборудования электрических станций, электрических и тепловых сетей;
6. Автоматизация производственной деятельности;
7. Реализация антикоррупционных мероприятий.

В структуру Национального энергохолдинга входят 4 дочерних энергокомпаний по генерации, передаче и распределению электро- и теплоэнергии²²¹.

Согласно Распоряжению Кабинета Министров Кыргызской Республики от 8 февраля 2022 года № 51-р утверждена концепция реструктуризации системы управления энергетической отраслью Кыргызской Республики согласно приложению²²².

В 2019 году состоялся запуск Кыргызского энергетического расчетного центра, который ведет централизованную работу по сбору, обработке, проверке достоверности, анализу данных по перетокам и потерям электроэнергии, составлению балансов электроэнергии, выполнению расчетов для всех участников электроэнергетического рынка, а также по осуществлению мониторинга взаиморасчетов между участниками

²²¹ <https://nehk.energo.kg/>

²²² <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ru-ru/218852?cl=ru-ru>

электроэнергетического рынка с использованием централизованной информационной аналитической системы.

В мае 2016 года состоялся официальный старт реализации широкомасштабного регионального проекта передачи и торговли электроэнергией из Центральной Азии в Южную Азию через ЛЭП, который послужит много лет на благо развития и процветания народа и соседних стран и расширит возможности сети для формирования энергетических рынков.

Проект CASA-1000 предполагает экспорт электроэнергии в летний период (с мая по сентябрь) из Кыргызстана и Таджикистана в Пакистан и Афганистан. Данным проектом предполагается построить объекты 500 кВ постоянного тока в Таджикистане, Афганистане и Пакистане, а также объединить энергосистемы Кыргызстана и Таджикистана на напряжении 500 кВ переменного тока со строительством ВЛ 500 кВ Датка–Худжант. Проект является первым шагом на пути к созданию регионального рынка электроэнергии Центральной и Южной Азии, используя значительные энергетические ресурсы Центральной Азии для снижения дефицита электроэнергии в Южной Азии на взаимовыгодной основе.

В проекте будут внедрены договорные и организационные механизмы, а также инфраструктура передачи с целью содействовать экспорту 1300 МВт уже имеющихся в летнее время излишков электроэнергии из Кыргызской Республики и Таджикистана в Афганистан и Пакистан. Проект CASA-1000 будет совместим с текущими и планируемыми проектами по передаче электроэнергии в четырех странах, а также будет дополнять их. «Механизмы открытого доступа» позволят другим заинтересованным экспортерам (из Туркменистана, Узбекистана, Казахстана или России) использовать любую доступную пропускную способность линии электропередачи, например, в зимний период.

Главная цель Проекта CASA-1000 в Кыргызстане – это реализовать правительственные инициативы по содействию энергетическому сектору в значительном увеличении экспорта электроэнергии, вырабатываемой на электрических станциях, с тем, чтобы за счет получаемой прибыли преодолеть существующий общий дефицит средств в энергетическом секторе и обеспечить реновацию секторов генерации, передачи и распределения электроэнергии.

3 апреля 2021 года Президент Кыргызстана Садыр Жапаров заложил капсулу в фундамент первой опоры высоковольтной линии электропередачи CASA-1000 в Баткенской области. Для возведения инфраструктурных объектов в указанных трех областях созданы 6 строительных баз²²³.

Стоит также отметить, что Республика Кыргызстан объявила о готовности приступить к строительству ЛЭП в рамках CASA-1000 с февраля 2023 года. Первоначально работы начались в Баткенской области, затем они продолжались в Ошской и Джалал-Абадской областях²²⁴.

²²³ <https://www.casa-1000.org/ru/kyrgyzstan2/>

²²⁴ <https://casa-1000.kg/about-casa-1000>

Кроме того, в рамках Евразийского экономического союза (ЕАЭС) проводятся работы по формированию общего рынка топливно-энергетических ресурсов (газа, нефти, электроэнергии).

Одним из основных составляющих является общий рынок электроэнергии ЕАЭС. Решением Высшего Евразийского экономического совета №20 от 26 декабря 2016 года утверждена «Программа формирования общего электроэнергетического рынка ЕАЭС»²²⁵, основанная на создании наднационального рынка электроэнергии, и предполагающая возможность сохранения существующих моделей электроэнергетических рынков стран-участниц ЕАЭС при их интеграции.

При подключении Кыргызской Республики к общему электроэнергетическому рынку Союза появляется возможность кыргызским поставщикам и потребителям беспрепятственно осуществлять торговлю электрической энергией на централизованной торговой площадке ЕАЭС. Данная рыночная схема даст возможность кыргызской энергосистеме более эффективно, на конкурентных началах, закупать генерацию из России и Казахстана как в период дефицита собственной генерации (маловодности), так и продавать кыргызскую электрическую энергию в период профицита (многоводности) потребителям ОЭР Союза.

В январе-апреле 2023 года производство промышленной продукции в Евразийском экономическом союзе составило 100,9% к уровню января-апреля 2022 года. Рост промышленного производства наблюдался во всех государствах-членах, в том числе и в Кыргызстане – на 4,6%²²⁶.

В свете вышеизложенного, странам Центральной Азии, с учетом инициатив по ЕАЭС и проекта CASA-1000, необходима выработка общей региональной политики справедливого и рационального освоения и использования водно-энергетических ресурсов, учитывающей нормы международного права. При этом главным принципом должна быть неразрывность водно-энергетических режимов бассейна рек с режимом потребления электроэнергии и инвестициями в строительство и реконструкцию гидроэнергетических водохозяйственных объектов межгосударственного значения.

²²⁵ <https://www.altair.ru/tamdoc/16vr0020/>

²²⁶ <https://eec.eaeunion.org/news/promyshlennoe-proizvodstvo-vyroslo-vo-vsekh-stranakh-eaes-v-yanvare-aprele-2023-goda/>

4. Реализация государственной стратегии развития электроэнергетической отрасли на среднесрочную и долгосрочную перспективу

1. В целях обеспечения эффективной работы топливно-энергетического комплекса и развития энергетической отрасли республики разработана стратегия развития топливно-энергетического комплекса в период с 2023 по 2029 год, одобренная Постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724 (редакция от 21 ноября 2022 года № 931)²²⁷.
2. Программа Правительства Кыргызской Республики «Жаны доорго кырк кадам 2018-2023», утвержденная постановлением Жогорку Кенеша Кыргызской Республики от 25 августа 2017 года № 1836-V²²⁸, состоящая из трех основных направлений – обеспечение экономического благосостояния населения, социального благополучия, безопасной и благоприятной среды, а также продвижение высокотехнологичных проектов по цифровой трансформации и построение открытого и прозрачного государства.

²²⁷ <https://zakon.uchet.kz/rus/docs/P2200000931>

²²⁸ <http://cbd.minjust.gov.kg/act/view/ky-kg/79154/10?cl=ru-ru>

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

Основным фактором обеспечения энергетической безопасности страны является стабильная работа энергосистемы. Поэтому, в рамках действующей Национальной стратегии активно ведется комплексная работа, как по модернизации существующего оборудования, так и по строительству новых энергообъектов.

В частности, реализованы следующие крупные энергетические проекты:

- Проект «Модернизация ТЭЦ г. Бишкек».

После проведенных работ установленная мощность ТЭЦ достигла 812 МВт за счет ввода в эксплуатацию двух новых энергоблоков общей мощностью 300 МВт.

- Проект «Строительство линии электропередачи 500 кВ Датка – Кемин и подстанции 500 кВ Кемин».

В результате реализации проекта построена подстанция ПС 500 кВ «Кемин» в Кеминском районе Чуйской области и ВЛ 500 кВ Датка - Кемин, протяженностью 405 км. Выполнены заходы существующих ВЛ 220 кВ общей протяженностью 42 км на ПС 500 кВ «Кемин», установлены автотрансформаторы 200 МВА на ПС 220 кВ «Ала-Арча».

- Проект «Модернизация линий электропередачи на юге Кыргызстана».

В рамках проекта построена ПС 500 кВ «Датка» и проведена реконструкция на существующих ПС 220 кВ «Кристалл» и «Торобаева» в Жалал-Абадской области, «Узловая» в Ошской области, «Алай» и «Айгульташ» в Баткенской области, а также системы релейной защиты и автоматики на Токтогульской и Курпсайской ГЭС. Построены ЛЭП 220 кВ общей протяженностью 248,6 км. Ввод в работу указанных объектов обеспечил выдачу мощности Курпсайской, Шамалдысайской, Ташкумырской и Учкурганской ГЭС в сети кыргызской энергосистемы и повысил надежность электроснабжения потребителей южного региона республики.

После завершения строительства ВЛ 110 кВ Айгульташ – Самат, достигнута частичная независимость Лейлекского района Баткенской области от энергосистемы Таджикистана.

Не покрытой остается около 40% территории Лейлекского района, в частности Аркинский массив насосных станций, служащих для орошения сельхозугодий и потребителей нескольких прилегающих сел. Электроснабжение указанных территорий пока осуществляется через энергосистему Таджикистана.

Поэтому, к концу 2019 года завершилось²²⁹ строительство ВЛ 110 кВ протяженностью 51 км от ВЛ 110 кВ Айгульташ-Самат до подстанции «Арка»,

229

https://unece.org/fileadmin/DAM/energy/se/pp/CSE/PATHWAYS/2018/PSE_ws_Biskek_Kyrgyzstan_June.2018/d1_am/5_Kyrgyzstan_State_Committee_on_Energy_Industry_and_Subsoil_Use_-_Marat_Chalponkulov_RUS.pdf

подстанции 110/35/10 кВ «Раззакова» и реконструкция подстанции 110/35/10 кВ «Арка». Полным ходом идут работы по реконструкции флагмана кыргызской энергетики - Токтогульской ГЭС (к концу 2023 г.)²³⁰, стоит отметить, что работы на Ат-Башинской ГЭС завершились в апреле 2023 г.²³¹

²³⁰ https://ru.wikipedia.org/wiki/Токтогульская_ГЭС

²³¹ https://24.kg/vlast/262569_zavershena_rekonstruktsiya_at-bashinskoy_ges/

6. Реализация государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности

В целях эффективного и рационального использования энергоресурсов, определения потенциала энергосбережения и реализации организационных, технических и других мер по повышению эффективности использования энергии, постановлением Кабинета Министров КР от 29 июня 2023 года № 328 утверждена Программа «Внедрение политики энергосбережения и энергоэффективности в Кыргызской Республике на 2023-2027 годы, а также План мероприятий по ее реализации и Матрица индикаторов мониторинга и оценки реализации Программы²³².

Основной целью Программы является сдерживание роста валового потребления ТЭР при экономическом развитии страны и сближение энергоемкости валового внутреннего продукта Кыргызской Республики по паритету покупательной способности со среднемировым значением этого показателя без ущерба благополучию человека и окружающей среде путем реализации потенциала энергосбережения при производстве, транспортировке и потреблении энергоресурсов²³³.

²³² <http://koomtalkuu.gov.kg/ru/view-npa/2254>

²³³ <https://online.toktom.kg/NewsTopic/6889>

7. Международное сотрудничество

12 августа 2015 года Кыргызская Республика стала полноправным членом Евразийского экономического союза, который открывает для Кыргызстана новые возможности. Одним из перспективных направлений для страны является участие в формирующемся Общем энергетическом рынке ЕАЭС.

В соответствии с Договором о Союзе от 29 мая 2014 года одним из основных направлений интеграционных процессов, обеспечивающих устойчивое развитие национальных экономик, является эффективное использование совокупного энергетического потенциала государств-членов.

Во исполнение пункта 2 статьи 81 Договора о Союзе разработана Концепция формирования общего электроэнергетического рынка Союза которая утверждена Решением Высшего Евразийского экономического совета от 8 мая 2015 г. № 12 «О Концепции формирования общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза».

В части изменений, внесенных в законодательство государства-члена в связи с исполнением положений раздела XX «Энергетика» Договора о Союзе в Кыргызской Республике принят Закон Кыргызской Республики от 14 января 2015 г. № 10 «О внесении дополнения в Закон Кыргызской Республики «Об энергетике», которым предусмотрено:

- Формирование общего рынка энергетических ресурсов в соответствии с принципами, установленными правом Союза;
- Оказание содействия в межгосударственной передаче электрической энергии в случаях, предусмотренных правом Союза.

На данном этапе в рамках Программы идет формирование системы следующих актов, регулирующих общий электроэнергетический рынок Евразийского экономического союза:

- Соглашение об общем электроэнергетическом рынке Евразийского экономического Союза (международный договор);
- Положение о развитии межгосударственных электрических сетей;
- Правила взаимной торговли на общем электроэнергетическом рынке Союза;
- Правила определения и распределения пропускной способности межгосударственных линий электропередачи;
- Правила информационного обмена;
- Единые правила доступа к услугам субъектов естественных монополий в сфере электроэнергетики.

8. Основные технико-экономические характеристики функционирования

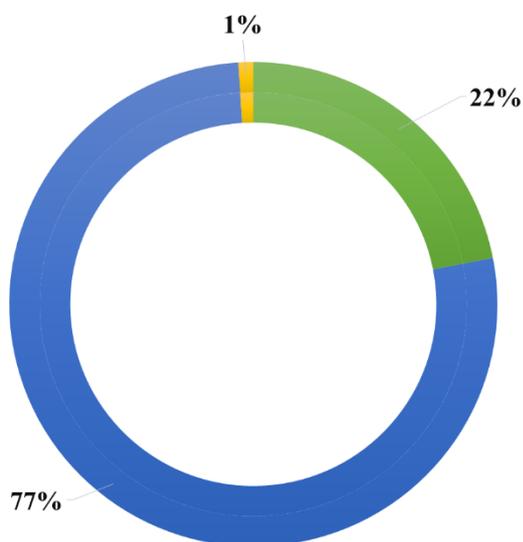
энергосистемы в период 2012-2022 гг.

8.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2023)

Таблица 1 - Крупнейшие электростанции Кыргызской Республики

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции:				
1	ТЭЦ г.Бишкека	60/65/86/90/150	2/2/2/1/2	812
2	ТЭЦ г.Ош	25	2	50
Итого:				862
Гидравлические электростанции:				
1	Токтогульская ГЭС	300	4	1200
2	Курпсайская ГЭС	200	4	800
3	Таш-Кумырская ГЭС	150	3	450
4	Шамалды-Сайская ГЭС	80	3	240
5	Уч-Курганская ГЭС	45	4	180
6	Камбар-Атинская ГЭС-2	120	1	120
7	Ат-Башинская ГЭС	10	4	40
Итого:				3030
Возобновляемые источники энергии:				
1	Аламелинская ГЭС-1	1,1	2	2,2
2	Аламелинская ГЭС-2	1,25	2	2,25
3	Аламелинская ГЭС-3	1,07	2	2,14
4	Аламелинская ГЭС-4	1,07	2	2,14
5	Аламелинская ГЭС-5	3,2	2	6,4
6	Аламелинская ГЭС-6	3,2	2	6,4
7	Лебединовская ГЭС	7,6	2	7,6
8	Малая Аламелинская ГЭС	0,2	2	0,4
9	Быстровская ГЭС	3	3	8,7
Итого:				38,23
Итого(общее):				3930,23

В таблице 1 представлены основные крупнейшие тепловые (2 шт.), гидравлические (7 шт.) электростанции и ВИЭ (9 шт.) Кыргызской Республики. Всего насчитывается 18 крупнейших электростанций на территории Республики. Установленная мощность самой крупной тепловой электростанции составляет 812 МВт (ТЭЦ г. Бишкека), самой крупной гидравлической электростанции – 1200 МВт (Токтогульская ГЭС), ВИЭ – 7,6 МВт (Лебединовская ГЭС).



■ Тепловые электростанции ■ Гидравлические электростанции ■ ВИЭ

Рисунок 1 – Структура установленных мощностей в Кыргызской Республике

На рисунке 1 структура установленных мощностей представлена следующим образом: тепловые электростанции составляют 22%, гидравлические электростанции -77%, ВИЭ – 1%.

8.2. Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Таблица 2 - Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Годы	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ввод в экс-ию энер-их мощ-ей (МВт)	-	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-
В т.ч. ТЭС	-	-	-	-	-	300	-	-	-	-	-
Вывод из экс-ции энер-их мощ-ей (МВт)	-	-	-	153	-	-	-	-	-	-	-
В т.ч. ТЭС	-	-	-	153	-	-	-	-	-	-	-

По состоянию на 2015 год было выведено из эксплуатации 153 МВт энергетических мощностей ТЭС, а в 2017 году было введено 300 МВт энергетических мощностей ТЭС (Таблица 2).

8.3. Электрические сети

8.3.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 3 – Системообразующий сетевой комплекс

№	Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 500 кВ	946
2	ЛЭП напряжением 220 кВ	2019
3	ЛЭП напряжением 110 кВ	4576
Итого:		7541

В настоящее время системообразующие линии электропередач Кыргызской Республики представлены ЛЭП напряжением 500 кВ, 200 кВ и 110 кВ соответственно (Таблица 3).

Таблица 4 – Системообразующие электрические подстанции

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 500 кВ	4	4530,6
2	ПС напряжением 220 кВ	14	3230
3	ПС напряжением 110 кВ	179	4737,8
Итого:		197	12498,4

Системообразующие электрические подстанции представлены ПС напряжением 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ соответственно (Таблица 4). Общее количество составляет 197 шт, суммарная трансформаторная мощность составляет 12498,4 МВА. Самой большой трансформаторной мощностью характеризуется ПС напряжением 110 кВ – 4737,6 МВА, 4530,6 МВА приходится на ПС напряжением 500 кВ. Оставшиеся 3230 МВА приходятся на ПС напряжением 220 кВ.

8.3.2. Распределительный электросетевой комплекс

Таблица 5 – Распределительные ЛЭП

№	Распределительные ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ВЛ напряжением 35 кВ	4597,5
2	КЛ напряжением 35 кВ	82,7
3	ВЛ напряжением 6-10 кВ	24013
4	КЛ напряжением 6-10 кВ	1391,8
5	ВЛ напряжением 0,4 кВ	27351,5
6	КЛ напряжением 0,4 кВ	1067,0
Итого:		58503,5

Распределительные ЛЭП представлены ВЛ и КЛ напряжением 35 кВ, 6-10 кВ, 0,4 кВ. Общая протяженность составляет – 58503,5 км (Таблица 5).

Таблица 6 – Распределительные электрические подстанции

№	Распределительные электрические подстанции	Количество	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 35 кВ	345	2455
2	ТП напряжением 6-10/0,4 кВ	22847	5173
Итого:		23192	

Распределительные электрические подстанции в Кыргызской Республике представлены ПС напряжением 35 кВ и ТП напряжением 6-10/0,4 кВ (Таблица 6). Общее количество составляет 23192 шт.

9. Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 7 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи

№	Страна	Наимен-ие ЛЭП	Наимен-ие подстанций начала и конца ЛЭП	Нап-ие (кВ)	Общ. длина (км)	Длина по тер. гос-ва (км)	Проп. спос-ть (МВА)
1	Республика Казахстан	515	Жамбыл-Фрунзенская	500	215,7	-	870
2			Фрунзенская-Шу	500	120	-	870
3			Жамбыльская ГРЭС - Фрунзенская	220	176	1,2	270
4			Алматы-Главная	220	189	10,15	270
5			Главная-Чу	220	170	10,15	270
6			Кемин-Западная	220	102,26	28,86	240
7	Республика Узбекистан	504	Датка-Лочин	500	89,7	35,1	870
8			Лочин-Торобаева - 1,2	220	87,6	35,6	240
9			Кзыл-Рават-Кристалл	220	78,7	24,7	550
10			Юлдуз-Кристалл	220	76,9	17,6	330
11			Сардор-Кристалл	220	69,3	29,5	330
12			Сокин-Алай-1,2	220	45,9	-	270
13			Торобаева-Фотон	220	35,9	-	240
14	Республика Таджикистан		Айгульташ-Канибадам	220	53,2	-	130
15			ИТОГО:		1510,16		

Кыргызская Республика имеет межгосударственные линии электропередачи с Республиками Казахстан, Узбекистан и Таджикистан (Таблица 7).

10. Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 8 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021 ²³⁴	2022 ²³⁵
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		15,05	13,95	14,54	12,95	13,03	15,34	15,65	15,01	15,34	15,14	13,8
В т.ч.	ТЭС	0,970	0,900	1,250	1,900	1,600	1,210	1,370	1,220			
	ГЭС (выше 25 МВт)	14,02	12,93	13,16	10,88	11,25	13,94	14,28	13,66			
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	0,147	0,153	0,126	0,160	0,188	0,189					
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		13,53	13,50	14,75	13,35	12,97	13,01	14,90	15,04	15,37	16,27	15,9
Межгосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	выдача (экспорт)	1,500	0,374	0,070	0,180	0,198	1,210	0,750	0,269	0,350	0,3	
	прием (импорт)			0,4	0,7	0,3		0,0	0,3	0,3		
Установленная мощность (МВт)		3784,4	3784,4	3784,4	3630	3630,4	3630,4	3930,5	3892	3892		
В т.ч.	ТЭС	716	716	716	562	562	862	862	862	862		
	ГЭС (выше 25 МВт)	3030	3030	3030	3030	3030	3030	3030	3030	3030		
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,4	38,5	38,5	38,5		
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		3285	3262	3297	3028	3036	3299		3120			
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50	50	50	50	50	50					
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд. кВт·ч)		0,210	0,191	0,221	0,261	0,241	0,241					
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд. кВт·ч)		0,123	0,120	0,120	0,105	0,100	0,095					
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд. кВт·ч)		3,20	2,77	2,87	2,37	2,25	2,33					
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		407,0	401,1	4118,0	417,1	424,7	413,8		420,7			
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		142,5	134,0	150,5	152,1	152,2	147,2		149,0			
Расход натурального топлива	Газ (млрд. м ³)	0,047	0,016	0,042	62,00	0,070	0,043		0,331			
	Мазут (тыс. т)	36,43	23,66	25,68	15,08	5,760	13,94		15,00			
	Уголь (млн. т)	0,800	0,725	1,030	1,276	1,107	0,957		0,994			
Полезный отпуск ЭЭ (млрд. кВт·ч)		8,77	9,05	10,11	9,37	9,24	10,06	10,50	10,54			
В т.ч.	Промышленность	0,87	0,89	0,92	1,06	1,05	1,18	1,21	1,23			
	Бюджет	0,97	0,94	0,92	0,91	0,93	0,96	1,00				
	Сельское хозяйство	0,11	0,12	0,13	0,10	0,12	0,13	0,14	0,15			
	Население	5,65	5,89	6,73	6,05	5,94	6,46	6,73	6,70			
	Прочие	1,17	1,23	1,41	1,22	1,20	1,33	1,46	1,49			
Средний тариф на ЭЭ (ц/кВт·ч)		1,86	1,80	1,72	2,01	1,92	1,98		1,95			
В т.ч.	Промышленность	2,72	2,67	2,48	3,09	3,01	3,08	3,07	3,06			
	Бюджет	2,50	2,38	2,24	2,70	2,59	2,67	2,61	2,60			

²³⁴ <http://stat.kg/ru/news/v-2021-godu-v-respublike-otmechalsya-rost-potrebleniya-elektroenergii/>

²³⁵ <https://www.trtrussian.com/ekonomika/v-kyrgyzstane-rastet-proizvodstvo-elektroenergii-13907692>

²³⁶ <https://tass.ru/ekonomika/16813465>

	Сельское хозяйство	2,13	2,00	2,10	2,46	2,32	2,29	2,31	2,33			
	Население	1,47	1,44	1,40	1,53	1,43	1,48	1,47	1,45			
	Прочие	2,51	2,43	2,36	2,88	2,83	2,89		2,84			
Средняя цена топлива (\$/т.у.т)		100,30	85,28	83,81	74,04	74,96	71,87	71,87				
В т.ч.	Газ	292,9	291,0	225,7	182,5	186,5	196,0	243,4	243,7			
	Мазут	283,3	294,6	260,6	249,7	222,9	234,5	169,1	205,0			
	Уголь	63,69	64,51	64,43	61,11	61,87	60,36	51,40	44,10			

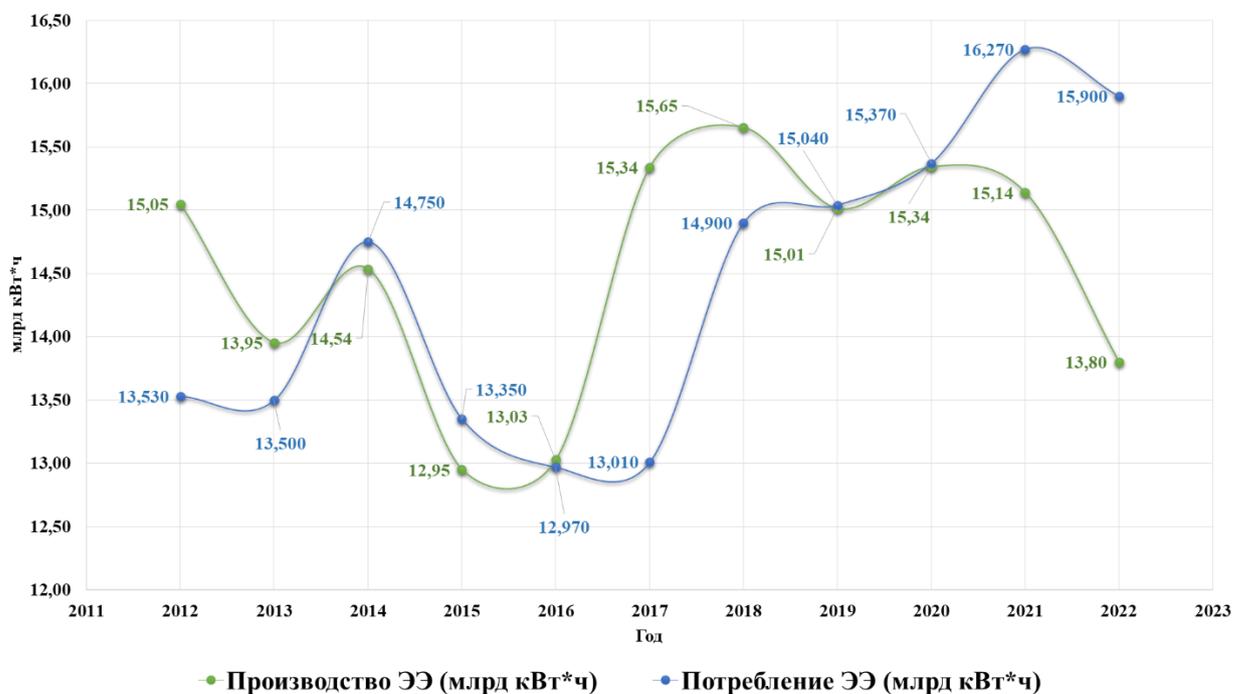


Рисунок 2 – Динамика производства и потребления электроэнергии за 2012-2020 гг. в Кыргызской Республике

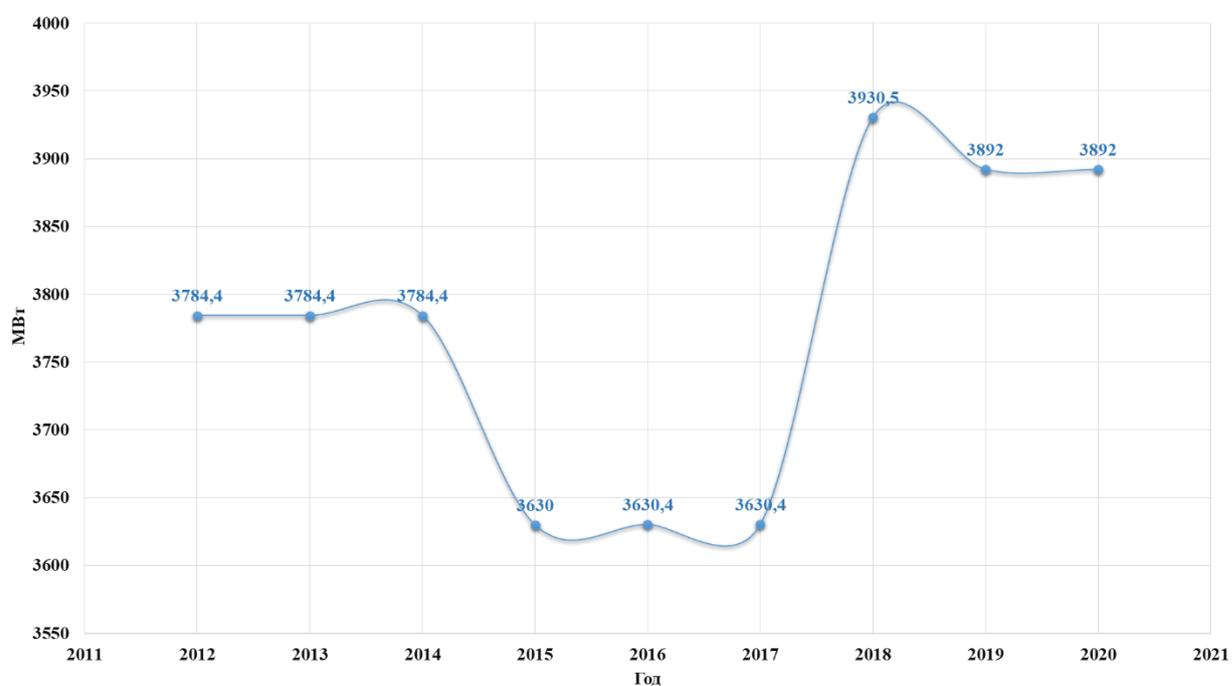


Рисунок 3 – Динамика изменения установленной мощности за 2012-2022 гг. в Кыргызской Республике

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ МОЛДОВА

1. Общая характеристика энергосистемы

Электрическая энергия является основным видом потребляемой энергии в Республике Молдова. В условиях практически полного отсутствия топливно-энергетических ресурсов, электроэнергия вырабатывается на местных электростанциях из импортируемых ресурсов. По этой же причине в Республике Молдова активно используется потенциал альтернативных возобновляемых источников энергии, особенно в системах теплоснабжения.

Молдавская энергосистема (МЭС) состоит из правобережной и левобережной (по р. Днестр) частей и включает в себя генерирующие источники, передающие электрические сети, распределительные электрические сети. Все составные части энергосистемы функционально разделены с исключением перекрёстного субсидирования.

Руководство отраслью осуществляет Министерство инфраструктуры и регионального развития Республики Молдова.

Постановление Правительства Республики Молдова от 02.10.2000 № 1000 «О создании некоторых государственных предприятий электроэнергетического сектора» послужило основанием для образования приказом Министерства промышленности и энергетики Республики Молдова № 92 от 19 октября 2000 года Государственного предприятия «Moldelectrica».

Государственное предприятие «Moldelectrica» – это специализированное предприятие, осуществляющее централизованное оперативно-диспетчерское управление молдавской энергосистемой²³⁷.

В процессе своей деятельности Оператор Передающей Системы решает две основные группы задач:

- осуществление передачи электрической энергии;
- осуществление единого оперативно-технологического управления молдавской энергосистемой.

В состав ГП «Moldelectrica» входят: Северо-Западный, Северный, Центральный и Южный филиалы ВВЭС²³⁸.

На обслуживании предприятия по состоянию на начало 2023 г. находятся 183 подстанции 35 кВ и выше общей установленной мощностью 4650,8 тыс. кВА, в том числе одна ПС 400 кВ Вулканешть три ПС 330 кВ Кишинэу, Бэлць и Стрэшень, 131 ПС-110 кВ, 47 ПС-35 кВ и одна ПС-10/6 кВ.

В 2016 году в Республике Молдова был принят новый Закон № 107 «Об электроэнергии» в редакции от 08.12.2022 года²³⁹, предусматривающий децентрализацию и либерализацию в электроэнергетике, развитие конкуренции в производстве и

²³⁷ https://moldelectrica.md/ru/about/mission_and_strategy

²³⁸ <https://moldelectrica.md/ru/about/structure>

²³⁹ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=36919478&pos=5;-106#pos=5;-106

распределении электроэнергии, приватизацию электроэнергетических предприятий в этих двух сферах деятельности.

В соответствии с данным Законом осуществляет свою деятельность Национальное Агентство по Регулированию в Энергетике (НАРЭ), в котором осуществлено разделение деятельности по производству, передаче и распределению электроэнергии. Основные функции регулирующего органа – разработка и утверждение Правил рынка электроэнергии, разработка методики расчета и утверждение тарифов, действующих на рынке, лицензирование участников рынка, установление между ними правовых отношений, поощрение конкуренции и инвестиций, в том числе иностранных, в электроэнергетику Республики и защита прав потребителей.

Постановлением НАРЭ №283 от 07.08.2020 (с изменениями от 30.06.2023 года²⁴⁰) утверждена новая редакция Правил рынка электроэнергии, в которых отражены новые взаимоотношения на рынке электроэнергии.

При этом ввод в действие новых Правил рынка электроэнергии будет осуществляться поэтапно в течение 12 месяцев с даты их утверждения.

²⁴⁰ https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=138000&lang=ru

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Основные Законы Республики Молдова, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. «Об энергетике» №174 от 21.09.2017 г. (с изменениями на 25.07.2022 г.²⁴¹);
2. «Об электроэнергии» №107 от 27.05.2016 г. (с изменениями от 08.12.2022 г.²⁴²);
3. «Об энергоэффективности» №139 от 19.07.2018 г. (с изменениями от 12.05.2023 г.²⁴³);
4. «О продвижении использования энергии из возобновляемых источников» №10 от 26.02.2016 г. (с изменениями от 29.07.2022 г.²⁴⁴).

Постановления Правительства Республики Молдова:

1. «Об Энергетической стратегии Республики Молдова до 2030 года» №102 от 05.02.2013 г.²⁴⁵;
2. «О создании некоторых государственных предприятий электроэнергетического сектора» №1000 от 02.10.2000 г.²⁴⁶;
3. «Об утверждении Положения об основных условиях импорта/экспорта и транзита электрической энергии» №583 от 15.06.2005 г. (с изменениями от 17.09.2018 г.²⁴⁷);
4. «Об Агентстве по энергоэффективности» №45 от 30.01.2019 г. (с изменениями от 07.03.2023 г.²⁴⁸);
5. «О Национальной программе энергоэффективности на 2011-2020 годы» №833 от 10.11.2011 г. (с изменениями на 20.07.2018 г.²⁴⁹);
6. «Об утверждении Национального плана действий в области возобновляемых источников энергии на 2013-2020 годы» №1073 от 27.12.2013 г.²⁵⁰

Постановления Национального Агентства по Регулированию в Энергетике (НАРЭ):

1. «Об утверждении Методологии расчета, утверждения и применения регулируемых тарифов на дополнительные услуги,

²⁴¹ https://continent-online.com/Document/?doc_id=35773359#pos=0;0

²⁴² https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=135004&lang=ru#

²⁴³ https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=137465&lang=ru#

²⁴⁴ https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=132691&lang=ru#

²⁴⁵ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=57674

²⁴⁶ <https://moldelectrica.md/ru/about/structure>

²⁴⁷ https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=110133&lang=ru#

²⁴⁸ https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=135944&lang=ru#

²⁴⁹ https://continent-online.com/Document/?doc_id=31085174

²⁵⁰ https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=103148&lang=ru#

- предоставляемые операторами систем из электроэнергетического сектора» №269 от 28.09.2018 г.²⁵¹;
2. «Об утверждении Положения о гарантиях происхождения электроэнергии, произведенной из возобновляемых источников энергии» №376 от 28.09.2017 г.²⁵²;
 3. «Об утверждении Положения об измерении электрической энергии в коммерческих целях и внесении изменений в некоторые нормативные акты, утвержденные НАРЭ» №74 от 25.02.2022 г.²⁵³;
 4. «Об утверждении Методологии определения, утверждения и применения тарифов на услуги по передаче электрической энергии» №486/2017 от 13.12.2017 г.²⁵⁴;
 5. «Об утверждении Методологии расчета, утверждения и применения регулируемых тарифов на услугу по распределению природного газа» №443 от 24.11.2020 г.²⁵⁵;
 6. «Об утверждении Положения о процедуре смены поставщика электрической энергии» №126 от 14.05.2020 г.²⁵⁶;
 7. «Об утверждении Правил рынка электроэнергии» №283/2020 от 07.08.2020 г. (с изменениями от 13.07.2023 г.²⁵⁷);
 8. «Об утверждении Положения о доступе к сетям электропередачи для трансграничного обмена и управления перегрузками в электроэнергетической системе», №424 от 22.11.2019 г.²⁵⁸;
 9. «Об утверждении Кодекса электрических сетей» №423 от 22.11.2019 г. (с изменениями от 21.12.2021 г.²⁵⁹);
 10. «Об утверждении Положения о поставке электроэнергии» №169 от 31.05.2019 г. (с изменениями от 13.01.2023 г.²⁶⁰);
 11. «Об утверждении Положения о подключении к электросетям и предоставлении услуг по передаче и распределению электроэнергии» №168 от 31.05.2019 г. (с изменениями от 20.01.2023 г.²⁶¹).

²⁵¹ <https://www.chisinaugaz.md/storage/files/shares/Legi/Hotarirea%20cu%20privire%20la%20aprobarea%20metodologie%20271.2018%20din%2028.09.2018ru.pdf>

²⁵² https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=103005

²⁵³ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=144711

²⁵⁴ <https://moldelectrica.md/ru/activity/tariff>

²⁵⁵ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=129139

²⁵⁶ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=125692

²⁵⁷ https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=138000&lang=ru

²⁵⁸ https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=120016&lang=ru#

²⁵⁹ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=122772

²⁶⁰ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=117110

²⁶¹ https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=135506&lang=ru#

3. Реформирование (реструктуризация) электроэнергетики и формирование национальных электроэнергетических рынков

В 2016 году в соответствии с требованиями действующего Закона об электроэнергии были проведены кардинальные структурные изменения в электроэнергетической отрасли Республики Молдова.

Все электрораспределительные предприятия (RED) были разделены с выделением функции поставки электроэнергии всем видам потребителей в отдельные предприятия и функции операторов распределительных сетей, которая осталась у RED.

На базе Î.C.S. «RED Union Fenosa» S.A. было создано предприятие-поставщик электроэнергии по регулируемым тарифам - Î.C.S. «Gas Natural Fenosa Furnizare Energie» S.R.L., на базе S.A. «RED Nord Vest» и S.A. «RED Nord» было создано предприятие-поставщик электроэнергии по регулируемым тарифам S.A. «Furnizare Energiei Electrice Nord».

В 2018 году на базе S.A. «RED Nord Vest» и S.A. «RED Nord» было создано единое предприятие-оператор распределительной сети S.A. «RED Nord». Деятельность операторов распределительных сетей (ОРС) осуществляется за счет тарифов на распределение, разделенных по классам напряжения.

Со второй половины 2015 года Оператор передающей сети и системы ГП «Молдэлектрика» (I.S. «Moldelectrica»), операторы распределительных сетей закупают у поставщиков электроэнергию для покрытия технологических потерь в своих сетях.

В конце 2019 года поменялся собственник распределительных сетей центра и юга Республики Молдова. Вместо Î.C.S. «Gas Natural Fenosa» собственником стала чешская фирма Î.C.S. «Premier Energy» с таким же разделением на два предприятия, как и предыдущий собственник.

На базе кишинёвских теплофикационных электростанций S.A. «СЕТ-2», S.A. «СЕТ-1» и предприятия тепловых сетей S.A. «Termocom» было создано новое предприятие S.A. «Termoelectrica», которое выступает поставщиком тепловой и электрической энергии, вырабатываемых на всех источниках, вошедших в него предприятий.

В 2017 году Постановлением Правительства РМ предприятие АО «Энергоком» (S.A. «Energocom»), которое является коммерческим оператором энергосистемы, было назначено в качестве Центрального поставщика и начало исполнять данные функции с 01.04.2018. В соответствии с ними Центральный поставщик закупает всю электроэнергию, выработанную местными источниками, работающими на традиционных видах топлива, и выработанную возобновляемыми источниками электроэнергии. В соответствии с квотами, установленными

НАРЭ, Центральный поставщик поставляет её в адрес оптовых поставщиков и других видов поставщиков, для поставки в адрес конечных потребителей.

6 февраля 2023 года премьер-министр Наталья Гаврилица заявила, что Республика Молдова продолжает проводить реформы в области энергетики, диверсифицировать источники поставок природного газа и электроэнергии. Определены финансовые инструменты, в том числе гранты для продвижения ряда проектов, затянувшихся на годы: строительство высоковольтной линии Бельцы – Сучава, увеличение количества возобновляемой энергии, производимой в стране, а также реализация крупной программы энергоэффективности в общественных зданиях и жилых кварталах²⁶².

²⁶²<https://gov.md/ru/content/premer-ministr-natalya-gavrilica-obsudila-s-evrokomissarom-po-energetike-temu-dostupnyh>

4. Реализация государственной стратегии развития электроэнергетической отрасли на среднесрочную и долгосрочную перспективу

Энергетическая стратегия Республики Молдова до 2030 года утверждена Постановлением Правительства Республики Молдова №102 от 5 февраля 2013 года²⁶³.

Данная стратегия содержит четкое указание пути развития энергетического сектора в Республике Молдова с целью создания основы, необходимой для обеспечения экономического роста и повышения уровня благосостояния населения. Этим документом Правительство Республики Молдова представляет свое видение и определяет стратегические возможности страны в энергетическом контексте, подверженном быстрым переменам в геополитическом пространстве, которое охватывает Центральную и Юго-Восточную Европу, Россию и Кавказский регион.

В июне 2023 года правительственная команда, эксперты от гражданского общества, бизнеса и научных кругов, частного сектора и международные эксперты работали в рамках серии семинаров над Энергетической стратегией Республики Молдова до 2050 года²⁶⁴.

Стратегия включает в себя следующие аспекты:

- инвестиции в энергоэффективность;
- увеличение потребления экологически чистой энергии, в том числе производство большего количества возобновляемой энергии (солнечная, ветровая, биомасса, биотопливо);
- создание стратегических запасов природного газа;
- улучшение взаимосвязи, включая использование реверсивных балканских трубопроводов для транспортировки газа с Балканского полуострова и Южного коридора и строительство линий электропередачи с Румынией;
- определение мер по смягчению последствий высоких цен на энергоносители.

В сентябре 2023 года будут представлены новые рекомендации, которые будут включены в энергетическую стратегию до 2050 года.

²⁶³ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=57674

²⁶⁴ <https://noi.md/ru/jekonomika/jenergeticheskaya-strategiya-respubliki-moldova-do-2050-goda-budet-obnarodovana>

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

Прямых государственных инвестиционных программ в электроэнергетику в настоящее время нет. Под государственные гарантии осуществляются инвестиции в форме кредитов Мирового банка, Европейского Банка Реконструкции и Развития и Европейского Инвестиционного Банка.

В 2015 году проведены работы по реализации кредитов двух европейских банков на сумму 40 млн. евро, направляемых на реабилитацию передающей сети энергосистемы Республики Молдова. Заменены силовые трансформаторы, выключатели, КРУН, произведена реконструкция и ремонт воздушных линий.

В 2020 году в рамках проекта «Реабилитация передающей сети ГП «Moldelectrica», на электрических станциях 110 – 330 кВ были проведены работы по замене оборудования. Всего было установлено и введено в эксплуатацию 85 элегазовых выключателей 110кВ²⁶⁵.

Таким образом, в августе на ПС Яловены 110/35/10кВ были заменены масляный выключатель 110 кВ и отделитель 110кВ на новые выключатели с элегазовой изоляцией. Монтаж и ввод в эксплуатацию нового оборудования позволяет повысить уровень безопасности при эксплуатации установок, а также позволяет минимизировать его техническое обслуживание.

Данная инвестиция была осуществлена при сотрудничестве Службы Подстанций ГП „Moldelectrica”, монтажно-наладочной группой компаний Chornomorenergospetsmontazh LLC, и персонала Центрального Филиала ВВЭС.

Инвестиционный проект «Реконструкция сетей электропередачи Î.S. «Moldelectrica» финансируется Европейским банком реконструкции и развития, Европейским инвестиционным банком и Инвестиционным фондом добрососедства ЕС и направлен на модернизацию и обновление сетей передачи электроэнергии ГП «Moldelectrica».

В 2021 году заключено финансовое соглашение между Республикой Молдова и Европейским инвестиционным банком (ЕИБ) для реализации проекта «Энергоэффективность в Республике Молдова»²⁶⁶. Финансирование направлено на проекты повышения энергоэффективности государственных учреждений национального и местного значения. В их числе – здания Республиканской больницы скорой помощи; Института кардиологии; Онкологического института; Центра матери и ребенка; Республиканской клинической больницы; Института неврологии и нейрохирургии; Психиатрической больницы; Республиканского центра медицинской диагностики; Клинической больницы Бэлць.

²⁶⁵ <https://moldelectrica.md/ru/about/news/42>

²⁶⁶ <https://eenergy.media/archives/21280>

К 2025 году планируется завершить строительство высоковольтной ЛЭП Вулканешты-Кишинев 400 кВ и намечено построить ЛЭП Бельцы-Сучава²⁶⁷.

²⁶⁷ <https://infomarket.md/ru/pwengineering/308255>

6. Реализация государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности

Постановлением Правительства Республики Молдова от 30 января 2019 года № 45 «Об организации и функционировании Агентства по энергоэффективности» (с изменениями по состоянию на 07.03.2023 г.) реорганизовано Агентство по энергоэффективности с передачей прав, обязанностей и имущества от Фонда энергоэффективности²⁶⁸.

Постановлением Правительства Республики Молдова от 22 июля 2022 года №515 утверждена программа по ретехнологизации и повышению энергоэффективности малых и средних предприятий²⁶⁹.

Согласно Постановлению Правительства Республики, Молдова от 24 мая 2023 года №314 утверждено «Положение о порядке применения налоговых и таможенных льгот при импорте и/или поставках товаров и/или услуг, предназначенных для реализации проекта «Энергоэффективность в Республике Молдова»²⁷⁰.

Парламентом Республики Молдова принят Закон № 10 от 26.02.2016 «О продвижении использования энергии из возобновляемых источников» (с изменениями от 29.07.2022 г.), цель и задача которого состоит в создании правовой базы для продвижения и использования энергии из возобновляемых источников и установлении обязательных национальных задач по доле энергии из возобновляемых источников в валовом конечном энергопотреблении, а также доли энергии из возобновляемых источников в конечном потреблении энергии на транспорте. Закон определяет нормы по схемам поддержки, гарантиям происхождения, административным процедурам, доступу производителей энергии из возобновляемых источников к сетям²⁷¹.

Постановлением Правительства Республики Молдова от 13 мая 2020 года № 270 утверждено «Положение об определении конечного потребления энергии из возобновляемых источников на транспорте»²⁷².

²⁶⁸ https://continent-online.com/Document/?doc_id=35423141

²⁶⁹ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=142638

²⁷⁰ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=150624

²⁷¹ https://www.legis.md/cautare/getResults?doc_id=132691&lang=ru#

²⁷² https://continent-online.com/Document/?doc_id=33081146

7. Международное сотрудничество

Республика Молдова участвует в деятельности Электроэнергетического Совета государств-участников СНГ и его Исполнительного комитета.

Представители Молдавской энергосистемы участвуют в деятельности Рабочих групп Исполкома ЭЭС СНГ по различным направлениям с целью обеспечения надёжной и эффективной параллельной работы энергосистем государств участников СНГ.

Одновременно с этим вхождение в Европейский электроэнергетический рынок соответствует целям и задачам международной политики Республики Молдова и является ее стратегической долгосрочной целью.

ГП «Moldelectrica» является исполнителем технических и эксплуатационных условий действующего «Технического соглашения об обеспечении параллельной работы ОЭС Украины и Молдавской энергосистемы» (03.06.2011 г.).

8. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период 2012-2022 гг.

8.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2023).

Таблица 1 – Электростанции Республики Молдова

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции:				
1	Молдавская ГРЭС	200/210/250	8/2/2	2520
2	Termoelectrica (ТЭЦ-2)	80	3	240
3	Termoelectrica (ТЭЦ-1)	6/12/24	1/3/1	66
4	Бельцкая ТЭЦ	12/3,3	2/4	37,2
5	ТЭЦ старых заводов/малые станции	6/4	6/3	48
Итого:				2911,2
Гидравлические электростанции:				
1	Дубоссарская ГЭС	12	4	48
2	Костештская ГЭС	16,25	1	16,25
Итого				64,25
Возобновляемые источники энергии:				
1	СЭС			5,33
2	Биогаз			6,03
3	ВЭС			45,83
Итого:				57,19
Итого (общее):				3032,64

В таблице 1 представлены основные тепловые (5 шт.), гидравлические (2 шт.) электростанции и ВИЭ (3 шт.) Республики Молдова. Установленная мощность самой крупной тепловой электростанции составляет 2520 МВт (Молдавская ГРЭС), самой крупной гидравлической электростанции – 48 МВт (Дубоссарская ГЭС), ВИЭ – 45,83 МВт (ВЭС).

На рисунке 1 структура установленных мощностей представлена следующим образом: тепловые электростанции составляют 96%, гидравлические электростанции -2%, ВИЭ – 2%.

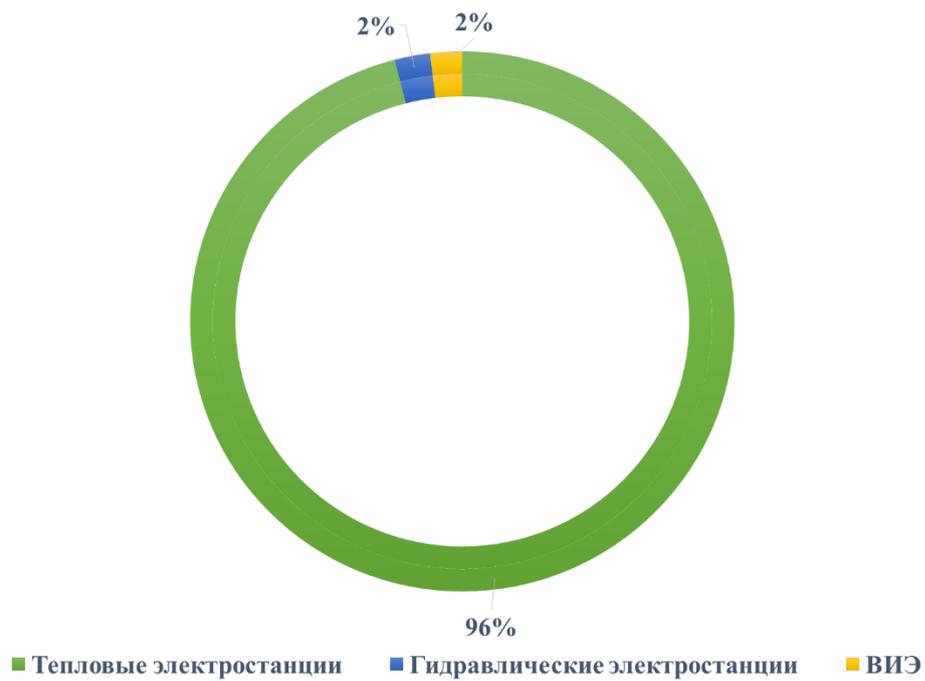


Рисунок 1 - Структура установленных мощностей в Республике Молдова

8.2. Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях.

Таблица 2 - Ввод в эксплуатацию генерирующих мощностей на электростанциях

Годы	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ввод в экс-ию энер-их мощ-ей (МВт)	-	-	-	4	-	27,65	0,38	13,82	8,98	-	-
ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	-	-	-	4	-	28,65	0,38	13,82	8,98	-	-

В 2015 году и в период с 2017 по 2020 года в Республике Молдова были введены в эксплуатацию мощности размером 4 МВт и 27,65 МВт, 0,38 МВт, 13,82 МВт, 8,98 МВт соответственно (Таблица 2).

8.3. Электрические сети

8.3.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 3 – Системообразующий сетевой комплекс

№	Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 400 кВ	946
2	ЛЭП напряжением 330 кВ	2019
	Всего	7541

В настоящее время системообразующие линии электропередач Республики Молдова представлены ЛЭП напряжением 400 кВ и 330 кВ (Таблица 3).

Таблица 4 - Системообразующие электрические подстанции

№	Системообразующие электрические подстанции (ГП «Moldelectrica»)	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 400 кВ	1	500
2	ПС напряжением 330 кВ	3	1525
Итого:		4	2025

Системообразующие электрические подстанции (ГП «Moldelectrica») представлены ПС напряжением 400 кВ, 330 кВ соответственно (Таблица 4). Общее количество составляет 4 шт, суммарная трансформаторная мощность составляет 2025 МВА. Самой большой трансформаторной мощностью характеризуется ПС напряжением 330 кВ – 1525 МВА, 500 МВА приходится на ПС напряжением 400 кВ.

8.3.2. Распределительный электросетевой комплекс

Таблица 5 – Распределительные ЛЭП

№	Распределительные ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 110 кВ	4901,22
2	ЛЭП напряжением 35 кВ	2624,11
Итого:		7525,33

Распределительные ЛЭП представлены ЛЭП напряжением 110 кВ и 35 кВ. Общая протяженность составляет – 7525,33 км (Таблица 5).

Таблица 6 – Распределительные электрические подстанции

№	Распределительные электрические подстанции (ГП «Moldelectrica»)	Количество	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 110 кВ	131	2453
2	ПС напряжением 35 кВ	47	291,6
3	ПС напряжением 10/6 кВ	1	5,6
Итого:		179	2750,2

Распределительные электрические подстанции в Республике Молдова представлены ПС напряжением 110 кВ, 35 кВ, 10/6 кВ (Таблица 6). Общее количество составляет 179 шт, суммарная трансформаторная мощность составляет 2750,2 МВА.

9. Межгосударственные линии электропередачи.

Таблица 7 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи

№	Страна	Наименование ЛЭП	Нап-ие (кВ)	Общая длина (км)	Длина по тер. гос-ва (км)	Проп. Спос-ть (МВА)
1	Украина (ЮЭС)	Молдавская ГРЭС – Усатово	330	64,4	3,102	400
2		Молдавская ГРЭС - Ново Одесская	330	45	3,088	400
3		Молдавская ГРЭС Подольская	330	146,75	19,163	400
4		Молдавская ГРЭС – Арциз	330	104,28	10,705	850
5		Молдавская ГРЭС-Староказачье	110	46,113	42,463	103
6		Молдавская ГРЭС – Раздельная	110	29,1	15,36	103
7		Молдавская ГРЭС –Беляевка	110	70,8	16,026	103
8		Рыбница № 1 – Подольская	330	36	8,9	850
9		Рыбница №2 – Подольская	330	36	8,5	850
10		Вулканешты 400 – Болград 1	110	10,3	0,56	103
11		Вулканешты 400 –Болград 2	110	10,173	0,56	103
12		Вулканешты 400 –Болград 3	110	10,173	0,56	103
13		Васильевка – Красные Окны	110	25,43	7,56	103
14		Этулия – Нагорное	36	12,5	3	67
15	Украина (ЮЗЭС)	Бельцы-Днестровская ГЭС	330	119,4	88	400
16		Бричан. с/з – Днестровская ГЭС	110	47,86	6,8	88,8
17		Отаки – Немия	110	1,33	1,25	75,8
18		Ларга – Нелиповцы	110	5,98	4,32	75,8
19		Сороки – Пороги	110	16,9	11	67
20		Окница - Шахты	110	6,32	3,15	88,8
21	Румыния	Вулканешты –Исакча	400	59,7	54,7	665
22		Костешты - Стынка	110	0,186	0,093	70
23		Унгены – Цупора	110	29,7	3,72	70
23		Чоара – Хушь	110	20,9	2,09	50
25		Фэлчиу - Готешть	110	27,72	25,35	50

Республика Молдова имеет межгосударственные линии электропередачи с Украиной (ЮЭС, ЮЗЭС), Румынией (Таблица 7).

10. Основные технико-экономические показатели энергосистемы.

Таблица 8 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		5,53	4,21	5,1	5,76	5,56	4,69	5,11	5,41	5,9	6,33	
В т.ч.	ТЭС	5,16	5,24	2,86	4,72	5,46	5,26	4,36	4,76	5,53	5,91	
	ГЭС (выше 25 МВт)	0,27	0,31	0,32	0,27	0,19	0,24	0,23	0,2`	0,23	0,25	
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)				0,01	0,05	0,07	0,1	0,16	0,11	0,15	
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		5,77	5,58	5,83	5,78	5,56	5,82	6,07	6,05	6,06	6,5	
Межгосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	вы-ча (экс-т)	0,6	0,08	0	0	0	0	0	0	0	0	
	прием (им-т)	0,84	1,46	0,73	0,02	0,003	1,13	0,96	0,64	0,17	0,17	
Установленная мощность (МВт)		2994	2994	2988	2944	2944	2995	2997	3023	3033	3067	
В т.ч.	ТЭС	2850	2850	2850	2850	2850	2850	2850	2863	2863	2863	
	ГЭС (выше 25 МВт)	64	64	64	64	48	48	48	48	48	48	
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)				4	20	48,9	49,2	64,1	73,4	107	
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		1112	1115	1140	1017	1067	1030	1160	1109	1127	1129	
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд. кВт·ч)		0,13	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11		
Полезный отпуск ЭЭ (млрд. кВт·ч)		3,48	3,35	3,41								
В т.ч.	Промышленность											
	Транспорт											
	Сельское хозяйство											
Средний тариф на ЭЭ (ц/кВт·ч)		12,6	12,3									
В т.ч.	Промышленность	12,3	10,7									
	Население	12,9	13,8									
Цена топлива (газ) (\$/т.у.т)		513	494									



Рисунок 2 - Динамика производства и потребления электроэнергии за 2012-2020 гг. в Республике Молдова

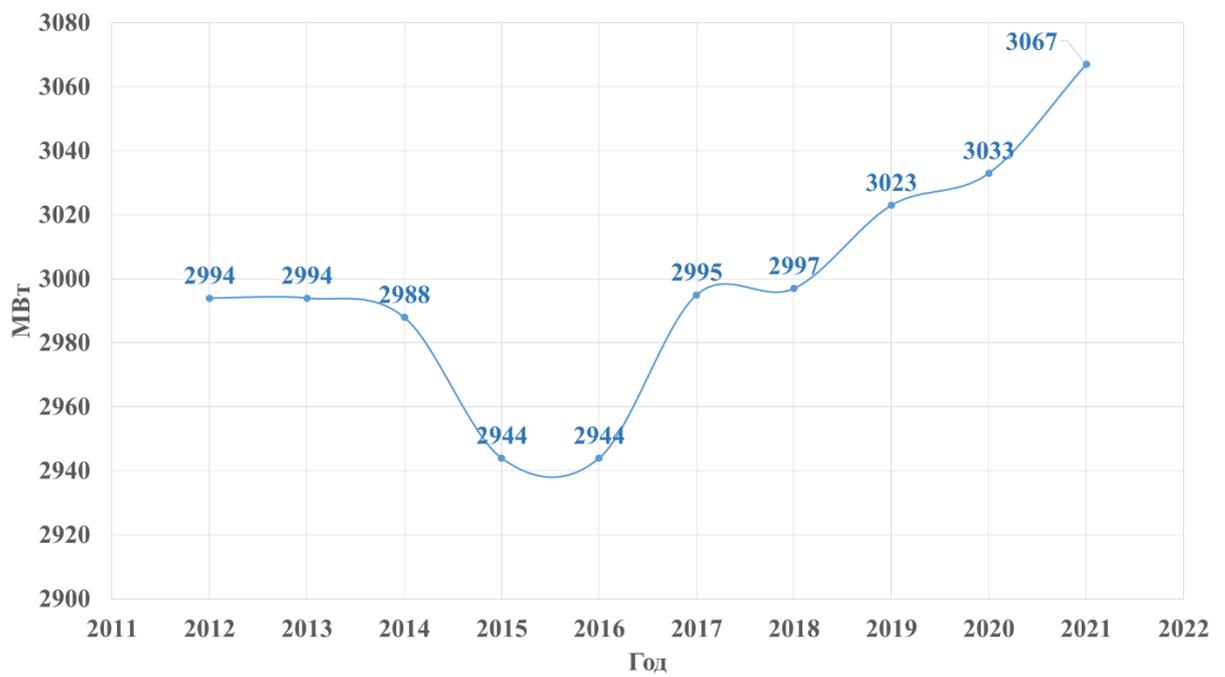


Рисунок 3 – Динамика изменения установленной мощности за 2012-2021 гг. в Республике Молдова

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

1. Общая характеристика энергосистемы

Электроэнергетика — отрасль экономики Российской Федерации, включающая в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сбыта и потребления электрической энергии, а также экспорта электрической энергии в страны СНГ и дальнего зарубежья. Электроэнергетика является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения. Более 90% производственного потенциала электроэнергетики России объединено в Единую энергетическую систему России (ЕЭС России), которая обеспечивает надежное электроснабжение большей части потребителей электрической энергии и мощности и является одним из крупнейших в мире централизованно управляемых энергообъединений.

Федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативному правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в соответствии с утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 28 мая 2008 года № 400 положением «О Министерстве энергетики Российской Федерации» (последняя редакция)²⁷³ является Министерство энергетики Российской Федерации (Минэнерго России).

Свою деятельность Минэнерго России осуществляет непосредственно и во взаимодействии с другими федеральными органами исполнительной власти, органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, органами местного самоуправления, общественными объединениями и иными организациями.

Функционирование и регулирование отрасли осуществляется в соответствии с действующими нормативными правовыми актами Российской Федерации в сфере электроэнергетики и прежде всего в соответствии с положениями Федерального закона от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»²⁷⁴, которыми в том числе определен субъектный состав отрасли: лица (организации), осуществляющие производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электрической энергии и мощности, энергоснабжение потребителей, оказание услуг по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электрической энергии (мощности), организацию купли-продажи электрической энергии и мощности.

Функционирование рынка электрической энергии и мощности в Российской Федерации обеспечивается за счет непосредственного управления со стороны технологической, сетевой и коммерческой инфраструктур с одной

²⁷³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_77312/

²⁷⁴ <https://docs.cntd.ru/document/901856089>

стороны, и взаимодействия в конкурентной среде организаций, осуществляющих выработку и сбыт электроэнергии, с другой.

Управление режимами работы ЕЭС России осуществляют Системный оператор, в его состав входят 7 Объединенных диспетчерских управлений и 49 Региональных диспетчерских управлений.

Помимо субъектного состава следует отметить особенности взаимодействия участников оптового рынка электрической энергии и мощности Российской Федерации (ОРЭМ) и розничного рынка электрической энергии (РРЭ).

На оптовом рынке электрической энергии и мощности торговля электроэнергией и мощностью генерирующими компаниями, сбытовыми организациями и крупными потребителями-участниками оптового рынка электрической энергии и мощности осуществляется в соответствии с утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 года № 1172²⁷⁵ Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Подписание Договора о присоединении и вступление в саморегулируемую организацию участников оптового рынка электрической энергии и мощности (Ассоциация «НП Совет рынка») является обязательным условием участия в купле-продаже электроэнергии и мощности на оптовом рынке.

В соответствии с Федеральным законом от 26 марта 2003 года № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»²⁷⁶ совмещать деятельность по передаче электрической энергии и оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике с деятельностью по производству и купле-продаже электрической энергии группам лиц и аффилированным лицам в границах одной ценовой зоны оптового рынка запрещается. Таким образом, совмещение в пределах одной ценовой зоны естественно-монопольных видов деятельности с конкурентными не допускается, в то же время в конкурентных видах деятельности объединение разных видов деятельности возможно (например, генерирующая компания может владеть сбытовыми организациями, но не может владеть сетями).

На территориях неценовых зон оптового рынка, где по технологическим причинам организация рыночных отношений в электроэнергетике пока невозможна, реализация электроэнергии и мощности осуществляется по особым правилам и по регулируемым ценам (тарифам).

Требования об обеспечении разделения по видам деятельности не распространяются на технологически изолированные территориальные

²⁷⁵ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_112537/

²⁷⁶ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41476/

электроэнергетические системы и на территории, технологически не связанные с Единой энергетической системой России, ввиду отсутствия или ограничения конкуренции. Реализация электроэнергии и мощности на данных территориях осуществляется только по регулируемым ценам (тарифам).

Кроме того, совмещение функций сетевой организации и энергосбытовой организации также допускается, если на сетевую компанию временно возлагается исполнение функций гарантирующего поставщика до проведения конкурса и выбора нового гарантирующего поставщика.

Крупные потребители (располагающие энергопринимающим оборудованием с суммарной присоединенной мощностью не менее 20 МВА и в каждой группе точек поставки не менее 750 кВ·А) могут приобретать электроэнергию непосредственно на оптовом рынке, при условии выполнения требований, предъявляемых к участникам ОРЭМ. Прочие категории потребителей покупают электроэнергию у энергосбытовых компаний, в том числе гарантирующих поставщиков, а также могут приобретать электроэнергию у производителей электрической энергии, не являющихся участниками ОРЭМ.

Крупнейшими генерирующими электроэнергетическими компаниями Российской Федерации являются: Группа «Интер РАО», АО «Концерн Росэнергоатом», Группа «РусГидро», ООО «Газпром энергохолдинг», АО «Юнипро», ПАО «Энел Россия», ПАО «Фортум», ПАО «Квадра», АО «ЕвроСибЭнерго», ООО «Сибирская генерирующая компания», ПАО «Т плюс»²⁷⁷.

Крупнейшими сетевыми электроэнергетическими компаниями Российской Федерации являются: ПАО «Россети», ОАО «Сетевая компания», АО «БЭСК», АО «РЭС», ОАО «ИЭСК», ПАО «СУЭНКО»²⁷⁸.

²⁷⁷ <https://minenergo.gov.ru/node/4846>

²⁷⁸ <https://minenergo.gov.ru/node/4846>

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Структуру нормативного правового регулирования отрасли и основные направления реформирования отрасли можно охарактеризовать четырьмя уровнями:

1. Федеральные Законы (Гражданский кодекс, Федеральный закон «Об электроэнергетике», Федеральный закон «Об энергосбережении и энергоэффективности», Федеральный закон «О теплоснабжении», Федеральный закон «О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса») и др.

2. Постановления Правительства Российской Федерации, наиболее значимыми среди которых являются утвердившие:

- Правила оптового рынка электрической энергии и мощности;
- Основные положения функционирования розничных рынков;
- Правила недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг;
- Правила недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг;
- Правила технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям;
- Стандарты раскрытия информации субъектами оптового и розничного рынков электрической энергии, основы ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике;
- Правила государственного регулирования (пересмотра, применения) цен (тарифов) в электроэнергетике;
- Правила осуществления антимонопольного регулирования и контроля в электроэнергетике;
- Правила регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения;
- Правила установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством Российской Федерации к сферам деятельности субъектов естественных монополий сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем, определенным статьей 8 Федерального закона «О теплоснабжении»;
- Правила определения стоимости активов и инвестированного капитала и ведения их отдельного учета, применяемые при осуществлении деятельности, регулируемой с использованием метода обеспечения

доходности инвестированного капитала;

- Правила заключения долгосрочных договоров теплоснабжения по ценам, определенным соглашением сторон, в целях обеспечения потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, потребляющими тепловую энергию (мощность) и теплоноситель и введенными в эксплуатацию после 1 января 2010 г.;

- Правила распределения удельного расхода топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.

3. Ведомственные акты федеральных органов исполнительной власти (приказы Минэнерго России, ФАС России, Минэкономразвития России);

4. Договора:

- Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии и мощности, включающий регламенты оптового рынка.

- Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии не является нормативным правовым актом, но его условия и положения обязательны для всех субъектов оптового рынка, поскольку заключение этого договора является одним из основных условий получения статуса субъекта оптового рынка. Обязательными сторонами по этому договору являются организации коммерческой инфраструктуры (Ассоциация «НП Совет рынка», АО «АТС», АО «ЦФР») и технологической инфраструктуры (АО «СО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС»).

Среди указанных нормативных правовых актов, необходимо особо выделить следующие документы, имеющие системообразующий характер и содержащие наиболее значительный объем правового регулирования электроэнергетической отрасли Российской Федерации (последние редакции):

- Федеральный закон от 26.03.2003 №35 «Об электроэнергетике»²⁷⁹;
- Федеральный закон от 26.03.2003 № 36-ФЗ «Об особенностях функционирования электроэнергетики и о внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых законодательных актов Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «Об электроэнергетике»²⁸⁰;
- Градостроительный кодекс Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ²⁸¹);
- Жилищный кодекс Российской Федерации (Федеральный закон от 29.12.2004 N 188-ФЗ)²⁸²;

²⁷⁹ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/

²⁸⁰ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41476/

²⁸¹ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51040/

²⁸² https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51057/

- Земельный кодекс Российской Федерации (Федеральный закон от 25.10.2001 N 136-ФЗ)²⁸³;
- Водный кодекс Российской Федерации (Федеральный закон от 03.06.2006 N 74-ФЗ)²⁸⁴;
- Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»²⁸⁵;
- Федеральный закон от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса», устанавливающий организационные и правовые основы в сфере обеспечения безопасности объектов топливно-энергетического комплекса²⁸⁶;
- Федеральный закон от 03.12.2011 № 382-ФЗ «О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса», в соответствии с которым создана система сбора, хранения и обработки данных о деятельности топливно-энергетического комплекса²⁸⁷;
- Федеральный закон от 1 мая 2022 года № 127-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», в соответствии с которым устанавливаются особенности регулирования в сферах электроэнергетики, газо-, тепло- и водоснабжения (водоотведения) в 2022-2023 гг.²⁸⁸;
- Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»²⁸⁹;
- Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике»²⁹⁰;
- Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1179 «Об определении и применении гарантирующими поставщиками нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность)»²⁹¹;
- Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»²⁹²;

²⁸³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_33773/

²⁸⁴ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_60683/

²⁸⁵ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/

²⁸⁶ <https://base.garant.ru/12188188/>

²⁸⁷ <https://base.garant.ru/70100054/>

²⁸⁸ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_416186/

²⁸⁹ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_112537/

²⁹⁰ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125116/

²⁹¹ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_125195/

²⁹² https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/

- Постановление Правительства РФ от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»²⁹³;
- Постановление Правительства РФ от 18.02.2023 № 267 «Об утверждении Правил отнесения объектов электросетевого хозяйства к единой национальной (общероссийской) электрической сети и ведения реестра объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 26 января 2006 г. N 41 и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации»²⁹⁴;
- Постановление Правительства РФ от 21.01.2004 № 24 «Об утверждении стандартов раскрытия информации субъектами оптового и розничных рынков электрической энергии»²⁹⁵;
- Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»²⁹⁶;
- Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 861 «Об утверждении Правил недискриминационного доступа к услугам по передаче электрической энергии и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и оказания этих услуг, Правил недискриминационного доступа к услугам администратора торговой системы оптового рынка и оказания этих услуг и Правил технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям»²⁹⁷;
- Постановление Правительства РФ от 30.01.2021 № 86 «Об утверждении Правил вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, а также о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу совершенствования порядка вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации»²⁹⁸;
- Постановление Правительства РФ от 16.02.2005 N 81 «Об определении источников возмещения расходов на обеспечение деятельности и выполнение обязанностей эксплуатирующей организации, осуществляющей деятельность в области использования атомной энергии»²⁹⁹;

²⁹³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_304807/

²⁹⁴ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_440091/92d969e26a4326c5d02fa79b8f9cf4994ee5633b/

²⁹⁵ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_46197/

²⁹⁶ <https://base.garant.ru/187737/>

²⁹⁷ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_51030/

²⁹⁸ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_375386/

²⁹⁹ <https://base.garant.ru/187888/>

- Постановление Правительства РФ от 03.06.2008 № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии»³⁰⁰;
- Постановление Правительства РФ от 25.08.2008 N 637 «Об организации деятельности Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федерального штаба)» (вместе с «Положением о Правительственной комиссии по обеспечению безопасности электроснабжения (федеральном штабе)»)»³⁰¹;
- Постановление Правительства РФ от 14.02.2009 № 114 «О порядке отнесения субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии к кругу лиц, подлежащих обязательному обслуживанию при оказании услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»³⁰²;
- Постановление Правительства РФ от 15.06.2009 № 492 «О существенных условиях и порядке разрешения разногласий о праве заключения договоров в отношении объектов электросетевого хозяйства, входящих в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть»³⁰³;
- Постановление Правительства РФ от 30.12.2022 № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации»;
- Постановление Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»³⁰⁴;
- Постановление Правительства РФ от 28.10.2009 № 846 «Об утверждении Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»³⁰⁵;
- Постановление Правительства РФ от 09.11.2009 № 910 «О порядке определения стоимости и оплаты услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике»³⁰⁶;
- Постановление Правительства РФ от 14.11.2009 № 929 «О порядке осуществления государственного регулирования в электроэнергетике, условиях его введения и прекращения»³⁰⁷;
- Постановление Правительства РФ от 01.12.2009 № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики»³⁰⁸;
- Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 № 1220 «Об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов

³⁰⁰ <https://base.garant.ru/193385/>

³⁰¹ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_79587/

³⁰² https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_85186/

³⁰³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_88697/

³⁰⁴ <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/406109053/>

³⁰⁵ <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&prevDoc=102090410&backlink=1&&nd=102133310>

³⁰⁶ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93592/

³⁰⁷ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93859/

³⁰⁸ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_94518/

показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг»³⁰⁹;

- Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 № 117 «О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности»³¹⁰;
- Постановление Правительства РФ от 13.04.2010 № 238 «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности»³¹¹;
- Постановление Правительства РФ от 28.05.2013 № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности»³¹²;
- Постановление Правительства РФ от 02.04.2021 N 535 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии»³¹³;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 5 марта 2021 г. № 328 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности»³¹⁴;
- Постановление Правительства РФ от 27.06.2013 № 543 «О государственном контроле (надзоре) в области регулируемых государством цен (тарифов), а также изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»³¹⁵;
- Постановление Правительства РФ от 22.07.2013 № 614 «О порядке установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности) и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления и применения социальной нормы потребления электрической энергии (мощности)»³¹⁶;
- Постановление Правительства РФ от 17.12.2013 № 1164 «Об утверждении Правил осуществления антимонопольного регулирования и контроля в электроэнергетике»³¹⁷;
- Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 321 «Об утверждении перечня информации о величинах, влияющих на изменение цен на оптовом

³⁰⁹ <https://base.garant.ru/12172810/>

³¹⁰ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_98460/

³¹¹ <https://docs.cntd.ru/document/902210521>

³¹² https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146916/

³¹³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_381965/

³¹⁴ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_378530/

³¹⁵ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_148446/

³¹⁶ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_150023/

³¹⁷ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_155818/

рынке электрической энергии и мощности на розничных рынках электрической энергии, подлежащей предоставлению субъектами оптового рынка электрической энергии и мощности и розничных рынков электрической энергии в совет рынка»³¹⁸;

- Постановление Правительства РФ от 25.10.2019 N 1365 «О подготовке и об аттестации в области промышленной безопасности, по вопросам безопасности гидротехнических сооружений, безопасности в сфере электроэнергетики» (вместе с «Положением об аттестации в области промышленной безопасности, по вопросам безопасности гидротехнических сооружений, безопасности в сфере электроэнергетики»)»³¹⁹;
- Постановление Правительства РФ от 17.02.2014 № 117 «О некоторых вопросах, связанных с сертификацией объемов электрической энергии, производимой на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах»³²⁰;
- Постановление Правительства РФ от 28.02.2015 № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям»³²¹;
- Постановление Правительства РФ от 19.12.2016 № 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и об осуществлении мониторинга таких показателей»³²²;
- Постановление Правительства РФ от 02.03.2017 № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики, и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»³²³;
- Постановление Правительства РФ от 28.02.2015 № 184 «Об отнесении владельцев объектов электросетевого хозяйства к территориальным сетевым организациям»³²⁴;
- Постановление Правительства РФ от 10.05.2017 № 543 «О порядке оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон»³²⁵;
- Постановление Правительства РФ от 28.07.2017 № 895 «О достижении на территориях Дальневосточного федерального округа базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность)»³²⁶;

³¹⁸ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_214318/

³¹⁹ <https://docs.cntd.ru/document/563601743>

³²⁰ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_159276/

³²¹ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_175941/

³²² <https://base.garant.ru/71570850/>

³²³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_213626/

³²⁴ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_175941/

³²⁵ <https://base.garant.ru/71672418/>

³²⁶ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_221404/

- Приказ Минэнерго России от 17.01.2019 № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства»³²⁷;
- Постановление Правительства РФ от 25.01.2019 № 43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций»³²⁸;
- Постановление Правительства РФ от 19.06.2020 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»³²⁹;
- Постановление Правительства РФ от 02.03.2017 № 244 «О совершенствовании требований к обеспечению надежности и безопасности электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики, и внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»³³⁰;
- Постановление Правительства РФ от 29.06.2020 № 948 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования механизма привлечения инвестиций в модернизацию генерирующих объектов тепловых электростанций и проведения дополнительных отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с применением инновационного энергетического оборудования»³³¹;
- Постановление Правительства РФ от 30.06.2021 № 1088 «О федеральном государственном контроле (надзоре) в сферах естественных монополий и в области государственного регулирования цен (тарифов)»³³²;
- Постановление Правительства РФ от 30.06.2021 № 1085 «О федеральном государственном энергетическом надзоре»³³³;
- Постановлением Правительства РФ от 20.05.2022 № 912 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в целях установления особенностей правового регулирования отношений в сферах электроэнергетики, тепло-, газо-, водоснабжения и водоотведения»³³⁴;
- Постановление Правительства РФ от 01.06.2022 № 999 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам проведения конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, на оптовом и розничных рынках электрической энергии и по вопросам установления отдельных

³²⁷ <https://minenergo.gov.ru/node/13918>

³²⁸ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_316832/

³²⁹ <https://base.garant.ru/74292774/>

³³⁰ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_213626/

³³¹ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202006300018>

³³² https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_389265/

³³³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_389415/

³³⁴ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_417309/

особенностей государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике в 2022 и 2023 годах»³³⁵;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 09.09.2022 № 1583 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности». Документ принят в целях сохранения ресурса работы и обеспечения функционирования газотурбинного генерирующего оборудования, ремонты и обслуживание которого в нормальном режиме невозможны в условиях санкционной политики недружественных государств³³⁶;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 30.11.2022 №2180 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». Документом внесены изменения в Правила создания и ведения реестра углеродных единиц, а также проведения операций с углеродными единицами и в Порядок определения платы за оказание оператором услуг по проведению операций в реестре углеродных единиц в части организации и проведения операций с единицами выполнения квоты (региональными регулируемыми организациями) в реестре углеродных единиц в соответствии с Федеральным законом от 06.03.2022 № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»³³⁷;

- Распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года»³³⁸;

- Распоряжение Правительства РФ от 03.04.2013 № 511-р «Об утверждении Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации»³³⁹;

- Распоряжение Правительства РФ от 29.10.2021 №3052-р «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года»³⁴⁰;

- Распоряжение Правительства РФ от 09.05.2017 № 1209-р «О Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 года»³⁴¹;

- Распоряжение Правительства РФ от 17.01.2019 № 20-р «Об утверждении плана «Трансформация делового климата» и признании утратившими силу актов Правительства РФ»³⁴²;

³³⁵ <https://base.garant.ru/404780193/>

³³⁶ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_426392/

³³⁷ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202211300059>

³³⁸ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_83805/

³³⁹ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144676/

³⁴⁰ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_399657/

³⁴¹ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_218239/

³⁴² https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_316129/

- Распоряжение Правительства РФ от 09.06.2020 №1523-р «Об Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 г.»³⁴³;
- Распоряжение Правительства РФ от 01.06.2021 №1447-р «О плане мероприятий по реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года»³⁴⁴;
- Приказ Минэнерго России от 04.10.2022 N 1070 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757, от 12 июля 2018 г. N 548»³⁴⁵;
- Приказ Минэнерго России от 06.12.2022 N 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. N 1195»³⁴⁶;
- Приказ Минэнерго России от 12.08.2022 N 811 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии»³⁴⁷;
- Приказ Минэнерго России от 23.06.2022 N 582 «Об утверждении Правил организации и проведения системных испытаний в сфере электроэнергетики и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 13 сентября 2018 г. N 757 «Об утверждении Правил переключений в электроустановках»³⁴⁸;
- Приказ Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»³⁴⁹;
- Приказ Минэнерго России от 01.09.2022 N 894 «Об утверждении требований к ведению и хранению документации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления»³⁵⁰;
- Приказ Минэнерго России от 07.08.2014 № 506 «Об утверждении Методики определения нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям»³⁵¹;
- Приказ Минэнерго России от 31.08.2022 N 884 «Об утверждении Методических указаний по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35 - 750 кВ»³⁵²;
- Приказ Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем,

³⁴³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_354840/

³⁴⁴ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_386439/

³⁴⁵ <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405785259/>

³⁴⁶ <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=441426>

³⁴⁷ <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405299745/>

³⁴⁸ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202207290036?index=3&rangeSize=1>

³⁴⁹ <https://base.garant.ru/70225816/>

³⁵⁰ <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/405353801/>

³⁵¹ <https://docs.cntd.ru/document/420215630>

³⁵² <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202212120017>

надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики»³⁵³;

- Приказ Минэнерго России от 27.12.2017 № 1233 «Об утверждении методики проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон»³⁵⁴;

- Приказ Минэнерго России от 17.01.2019 № 10 «Об утверждении укрупненных нормативов цены типовых технологических решений капитального строительства объектов электроэнергетики в части объектов электросетевого хозяйства»³⁵⁵;

- Приказ Минэнерго России от 12.07.2018 № 548 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики»³⁵⁶;

- Приказ Минэнерго России от 09.01.2019 № 2 «Об утверждении требований к участию генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 г. № 229»³⁵⁷;

- Приказ Минэнерго России от 08.02.2019 № 80 «Об утверждении Правил технического учета и анализа функционирования релейной защиты и автоматики и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 23.07.2012 № 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»³⁵⁸;

- Приказ Минэнерго России от 11.02.2019 № 90 «Об утверждении Правил проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования и о внесении изменений в Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19 июня 2003 года №229»³⁵⁹;

- Приказ Минэнерго России от 11.02.2019 № 91 «Об утверждении требований к прогнозированию потребления и формированию балансов электрической энергии и мощности энергосистемы на календарный год и периоды в пределах года»;

- Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 99 «Об утверждении Правил перехода энергосистемы на работу в вынужденном режиме и условий работы

³⁵³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_294177/

³⁵⁴ <https://base.garant.ru/71877194/>

³⁵⁵ <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=330042>

³⁵⁶ <https://rulaws.ru/acts/Prikaz-Minenergo-Rossii-ot-12.07.2018-N-548/>

³⁵⁷ <https://docs.cntd.ru/document/552196634>

³⁵⁸ <https://base.garant.ru/72189694/>

³⁵⁹ <https://rulaws.ru/acts/Prikaz-Minenergo-Rossii-ot-11.02.2019-N-90/>

в вынужденном режиме и о внесении изменений в требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утвержденные приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548»³⁶⁰;

- Приказ Минэнерго России от 13.02.2019 № 100 «Об утверждении Правил взаимодействия субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии при подготовке, выдаче и выполнении заданий по настройке устройств релейной защиты и автоматики»³⁶¹;

- Приказ Минэнерго России от 30.06.2020 № 507 «Об утверждении требований к управляемому интеллектуальному соединению активных энергетических комплексов»³⁶²;

- Приказ Минэнерго России от 10.07.2020 № 546 «Об утверждении требований к релейной защите и автоматике различных видов и ее функционированию и о внесении изменений в приказы Минэнерго России от 08.02.2019 № 80, от 13.02.2019 № 100, от 13.02.2019 №101»³⁶³;

- Приказ Минэнерго России от 13.07.2020 № 555 «Об утверждении правил технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики и внесении изменений в требования к обеспечению надежности Электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики», утвержденные приказом Минэнерго от 25 октября 2018 г. № 1013»³⁶⁴;

- Приказ Минэнерго России от 17.02.2023 N 82 «Об утверждении Порядка раскрытия цифровых информационных моделей электроэнергетических систем и предоставления системным оператором иным субъектам электроэнергетики, потребителям электрической энергии и проектным организациям перспективных расчетных моделей электроэнергетических систем или фрагментов таких моделей для целей перспективного развития электроэнергетики и о внесении изменений в Правила разработки и согласования схем выдачи мощности объектов по производству электрической энергии и схем внешнего электроснабжения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, утвержденные приказом Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. N 1195»³⁶⁵;

- Приказ Минэнерго России от 26.12.2022 N 1364 «Об утверждении форм и форматов предоставления исходных данных, учитываемых при разработке документов перспективного развития электроэнергетики»³⁶⁶;

³⁶⁰ <https://rulaws.ru/acts/Prikaz-Minenergo-Rossii-ot-13.02.2019-N-99/>

³⁶¹ <https://rulaws.ru/acts/Prikaz-Minenergo-Rossii-ot-13.02.2019-N-100/>

³⁶² https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_366556/

³⁶³ <https://docs.cntd.ru/document/542672845>

³⁶⁴ <https://docs.cntd.ru/document/542672962>

³⁶⁵ <https://base.garant.ru/406559687/>

³⁶⁶ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_439550/

- Приказ Минэнерго России от 20.12.2022 N 1340 «Об утверждении Правил предоставления информации, необходимой для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике»³⁶⁷;
- Приказ Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов»³⁶⁸;
- Приказ ФАС России от 30.06.2022 N 490/22 «Об утверждении Методических указаний по определению размера платы за технологическое присоединение к электрическим сетям»³⁶⁹;
- Приказ ФАС России от 07.07.2020 N 616/20 «Об утверждении Методических указаний по расчету цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в (из) энергосистемы иностранных государств в неценовых зонах оптового рынка»³⁷⁰;
- Приказ ФАС России от 14.09.2020 N 837/20 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), выработанную производителями электрической энергии (мощности) на розничных рынках на территориях, объединенных в неценовые зоны оптового рынка, и приобретаемую гарантирующим поставщиком»³⁷¹;
- Приказ ФАС России от 15.11.2022 N 810/22 «Об утверждении Методических указаний по расчету цен (тарифов) и предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на услуги по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки»³⁷²;
- Приказ ФАС России от 27.05.2022 N 412/22 «Об утверждении Методических указаний по расчету тарифов на электрическую энергию (мощность) для населения и приравненных к нему категорий потребителей, тарифов на услуги по передаче электрической энергии, поставляемой населению и приравненным к нему категориям потребителей»³⁷³;
- Приказ ФАС России от 27.06.2022 N 479/22 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для поставщиков - субъектов оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании электростанциями, функционирующими на территории неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности, устанавливаемых с

³⁶⁷ <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/406453941/>

³⁶⁸ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202207290034>

³⁶⁹ <https://base.garant.ru/405181177/>

³⁷⁰ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_358465/

³⁷¹ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_370902/

³⁷² <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202212300072>

³⁷³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_422826/

применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки»³⁷⁴;

- Приказ ФАС России от 14.02.2022 N 104/22 «Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях, а также по установлению цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), производимую с использованием квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах или на территориях, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами»³⁷⁵;

- Приказ ФАС России от 29.05.2019 N 686/19 «Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах и на территориях, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, за исключением электрической энергии (мощности), производимой на квалифицированных генерирующих объектах»³⁷⁶;

- Приказ ФАС России от 21.11.2017 N 1554/17 «Об утверждении методических указаний по расчету сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков с использованием метода сравнения аналогов»³⁷⁷;

- Приказ ФАС России от 10.09.2010 N 515 «Об утверждении методики проверки соответствия ценовых заявок на продажу мощности требованию экономической обоснованности»³⁷⁸.

³⁷⁴ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202209120003>

³⁷⁵ <https://base.garant.ru/405203351/>

³⁷⁶ https://rulaws.ru/acts/Prikaz-FAS-Rossii-ot-29.05.2019-N-686_19/

³⁷⁷ <https://docs.cntd.ru/document/555730080>

³⁷⁸ <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=442419>

3. Реформирование (реструктуризация) электроэнергетики и формирование национальных электроэнергетических рынков

В настоящее время на территории Российской Федерации действует двухуровневый (оптовый и розничный) рынок электроэнергии и мощности.

Модель рынка электрической энергии Российской Федерации предполагает следующие основные принципы работы оптового и розничных рынков:

- функционирование оптового рынка электроэнергии (мощности) в границах Единой энергетической системы (за исключением изолированных энергосистем, находящихся на этих территориях);
- конкурентные механизмы торговли электроэнергией на оптовом рынке электрической энергии и мощности: долго- и среднесрочные двусторонние договоры, рынок «на сутки вперед», балансирующий рынок;
- механизмы торговли мощностью: конкурентные - долго- и среднесрочные двусторонние договоры, купля/продажа мощности на конкурентных отборах; торговля мощностью по договорам купли-продажи и договорам (поставки) мощности;
- в неценовых зонах ОРЭМ торговля электрической энергией и мощностью осуществляется по регулируемым ценам (тарифам);
- конкурентная торговля системными услугами – конкурентный отбор поставщиков и закупка Системным оператором услуг, необходимых для поддержания заданного уровня качества энергоснабжения в единой энергетической системе России;
- «трансляция» цен оптового рынка на розничные рынки – зависимость цен конечных потребителей на розничном рынке от цены приобретения электрической энергии на оптовом рынке;
- возможность выбора конечным потребителем на розничном рынке компании-поставщика электроэнергии.

Оптовый рынок электроэнергии и мощности Российской Федерации с учетом технологических особенностей организован по нескольким ценовым зонам:

- первая ценовая зона (Европейская часть России и Урал);
- вторая ценовая зона (Сибирь);
- неценовые зоны (территории Архангельской области, Калининградской области, Республики Коми и территория Дальнего Востока).

В последние годы в связи с проведением мероприятий по снятию ограничений на перетоки между ценовыми зонами, неценовыми зонами и изолированными энергосистемами конфигурация зон трансформируется. В связи со строительством объектов электросетевого хозяйства и на основании Постановления Правительства Российской Федерации от 08 декабря 2018 года №1496 «О вопросах присоединения Западного и Центрального районов электроэнергетической системы Республики Саха (Якутия) к Единой энергетической системе России, а также о внесении изменений и признании

утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»³⁷⁹
1 января 2019 года технологически изолированные Западный и Центральный район электроэнергетической системы Якутии были присоединены к ОЭС Востока и включены в неценовую зону Дальнего Востока. Проводится работа по дальнейшему поэтапному расширению границ ценовых зон и включению в них ранее работавших в режиме неценовых зон или изолированно энергосистем Дальнего Востока и Арктической зоны Российской Федерации

С 2008 года осуществлен поэтапный запуск рынка мощности, начиная с которого Системный оператор проводит конкурентные отборы мощности (КОМ). По результатам КОМ, исходя из ценовых заявок участников, с учетом технических и технологических ограничений, отбираются востребованные на оптовом рынке объемы генерирующих мощностей электрических станций и определяются цены, по которым в последующем году осуществляется поставка (покупка) мощности на оптовом рынке.

С 2011 года осуществлен запуск рынка системных услуг (РСУ). Рынок системных услуг является действенным механизмом привлечения генерирующих компаний и потребителей электроэнергии к регулированию частоты и напряжения в энергосистеме, а также развитию систем противоаварийной автоматики. Принципы функционирования РСУ установлены постановлением Правительства Российской Федерации от 3 марта 2010 года № 117.

К 2011 году закончился переходный период функционирования оптового рынка электроэнергии и мощности. Принципы функционирования целевой модели оптового рынка электрической энергии и мощности определены постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 года № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности».

Модернизация и создание новых генерирующих мощностей путем привлечения средств инвесторов является одной из ключевых задач российской электроэнергетики. Для решения этого вопроса реализован специальный механизм, стимулирующий инвестиции в отрасль и обеспечивающий выполнение обязательств инвесторов по вводу генерирующих мощностей – Договоры на поставку мощности на оптовый рынок электрической энергии и мощности (ДПМ).

В связи с завершением программы ДПМ и необходимостью продолжить привлечение инвестиционных ресурсов в модернизацию объектов тепловой генерации было принято постановление Правительства Российской Федерации «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций» № 43 от 25.01.2019³⁸⁰, которым установлен новый механизм конкурентных отборов на оптовом рынке электрической энергии и мощности проектов модернизации ТЭС

³⁷⁹ <https://base.garant.ru/72122132/>

³⁸⁰ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_316832/

исходя из принципа минимизации затрат на их реализацию при условии соблюдения требований по локализации и надежности.

Важным направлением работы в 2022 году являлась реализация мер, направленных на эффективное функционирование электроэнергетики в условиях санкций. Основные направления действий были определены Федеральным законом от 01.05.2022 № 127-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»³⁸¹, установившим соответствующие особенности правового регулирования отношений в сфере электроэнергетики в 2022 и 2023 годах.

В развитие его норм было выпущено постановление Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в целях установления особенностей правового регулирования отношений в сферах электроэнергетики, тепло-, газо-, водоснабжения и водоотведения»³⁸², направленного на принятие мер поддержки участников оптового рынка. Данным постановлением были определены особенности регулирования отношений на оптовом рынке в условиях санкций, в том числе установлен особый порядок определения размера штрафа (неустойки, пени) за неисполнение и (или) ненадлежащее исполнение обязательств на оптовом рынке, а также порядок расчета штрафов и изменения сроков действия отдельных видов договоров поставки мощности (договоры поставки мощности объектов ВИЭ, объектов функционирующих на основе термической переработки твердых бытовых отходов, договоров поставок мощности новых генерирующих объектов отобранных в целях ликвидации выявленного дефицита мощности, договоров поставки мощности модернизированных объектов тепловой генерации).

Постановлением Правительства Российской Федерации от 09.09.2022 № 1583 «О внесении изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности»³⁸³ на период с 1 октября 2022 года до 31 декабря 2023 года был введен механизм экономии ресурса газовых турбин. Согласно установленному порядку в течение этого периода поставщики электрической энергии в отношении генерирующего объекта, в состав которого входит установка генераторная с газотурбинным двигателем, должны представлять системному оператору информацию о необходимости либо об отсутствии необходимости экономии ресурса работы данного оборудования. При этом системным оператором в порядке, установленном договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, при выборе состава включенного генерирующего оборудования учитывается необходимость экономии ресурса работы в соответствии с информацией, представленной поставщиками электрической энергии. При определении объема мощности, фактически поставленной на оптовый рынок, для генерирующего объекта, в состав

³⁸¹ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202205010007>

³⁸² <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/404624771/>

³⁸³ <http://government.ru/docs/all/142989/>

которого входит установка генераторная с газотурбинным двигателем, рассчитанное значение дополнительно умножается на коэффициент поставки, значение которого при участии в механизме экономии ресурса может быть меньше единицы.

Одним из важных направлений развития являлась разработка и реализация целевой модели управления спросом на электрическую энергию. Соответствующими проектами Федерального закона и нормативных правовых актов Правительства Российской Федерации предусматривается обращение на оптовом рынке нового вида услуг – услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии. Проект Федерального закона в декабре 2022 года был принят Государственной Думой Федерального Собрания Российской Федерации в первом чтении. Ведется разработка проектов подзаконных актов, направленных на реализацию норм указанного законопроекта.

В рамках продолжения работы по теме вывода генерирующих объектов из эксплуатации вышли Постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2022 № 432 «О внесении изменений в постановление Правительства Российской Федерации от 30 января 2021 г. №86»³⁸⁴ в части подготовки изменений в процедуру оценки советом рынка экономических последствий вывода объектов электроэнергетики из эксплуатации, а также Постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2548 «О внесении изменений в Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации»³⁸⁵ в части уточнения порядка вывода из эксплуатации объектов электроэнергетики функционирующих в составе технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы.

Наряду с оптовым рынком электроэнергии и мощности в Российской Федерации функционирует розничный рынок, на котором ключевой фигурой является гарантирующий поставщик – организация, закупающая электроэнергию на оптовом рынке и реализующая ее розничным потребителям. Гарантирующий поставщик обязан заключить договор с любым обратившимся к нему потребителем, расположенным в границах его зоны деятельности. Зоны деятельности гарантирующих поставщиков в каждом регионе устанавливаются региональным органом власти, исходя из сложившихся территориальных зон обслуживания назначенных гарантирующих поставщиков.

Через гарантирующих поставщиков осуществляется трансляция свободных цен оптового рынка на розничные – поставщик обязан приобретенные по регулируемым договорам объемы электроэнергии поставлять по регулируемым тарифам, а электроэнергию, купленную по свободным ценам, продать по свободной цене (при этом населению электроэнергия поставляется только по регулируемому тарифу). Кроме

³⁸⁴ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202203230036>

³⁸⁵ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212310058>

гарантирующих поставщиков, на розничных рынках действуют энергосбытовые компании, которые полностью свободны в заключении договоров с потребителями и в установлении условий этих договоров, включая определение цены.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 года № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии»³⁸⁶ определены основные положения функционирования розничных рынков (далее - Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии).

С 1 января 2012 года предельные уровни нерегулируемых цен на электрическую энергию (мощность) за соответствующий расчетный период рассчитываются гарантирующим поставщиком по шести ценовым категориям. Потребитель осуществляет выбор ценовой категории самостоятельно. При этом потребители с максимальной мощностью энергопринимающих устройств менее 670 кВт имеют право выбрать первую-шестую ценовую категорию, а с мощностью не менее 670 кВт с 1 июля 2013 года – третью-шестую ценовую категорию.

Постановлением также регламентируется обязательная двухставочная цена по оплате крупными потребителями (с максимальной мощностью свыше 670 киловатт) электрической энергии и мощности. Такими потребителями отдельно оплачивается мощность и электрическая энергия. Такой подход позволяет наиболее точно и прозрачно рассчитать конечные цены, учитывая специфику потребления по часам месяца – по аналогии с требованиями, предъявляемыми к участникам оптового рынка.

В соответствии с действующим законодательством деятельность гарантирующих поставщиков на розничных рынках подлежит государственному регулированию. Установление сбытовых надбавок гарантирующих поставщиков осуществляется с использованием метода сравнения аналогов, введенного с июля 2018 года. Сбытовые надбавки для гарантирующего поставщика устанавливаются для следующих групп потребителей: население и приравненные к нему категории потребителей, прочие потребители с дифференциацией по величине максимальной мощности энергопринимающих устройств («менее 670 кВт»; «от 670 кВт до 10 МВт»; «не менее 10 МВт») и сетевые организации, покупающие электрическую энергию для компенсации потерь.

Государственное регулирование тарифов сетевых организаций осуществляется с использованием долгосрочных методов регулирования. С 1 января 2023 года тарифы на услуги по передаче электрической энергии устанавливаются со сроком действия продолжительностью не менее чем пять лет.

³⁸⁶ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/

Тарифы на электрическую энергию (мощность), в том числе сбытовые надбавки гарантирующих поставщиков вводятся в действие с начала очередного года на срок не менее 12 месяцев, при этом тарифы сетевых организаций устанавливаются только с начала очередного года.

С 1 июля 2020 года в соответствии с принятием Федерального закона от 27.12.2018 № 522-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации»³⁸⁷ сетевые организации и гарантирующие поставщики обеспечивают коммерческий учет электрической энергии на розничных рынках, в том числе с помощью создаваемых интеллектуальных систем коммерческого учета электрической энергии (мощности). Общие принципы предоставления минимального набора функций интеллектуальной системы учета электрической энергии (мощности), перечень функций приборов учета электрической энергии и правила их присоединения к интеллектуальной системе определены

Постановлением Правительства Российской Федерации 19.06.2020 N 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»³⁸⁸. Расходы сетевых организаций и гарантирующих поставщиков, понесенные для приобретения, установки и замены приборов учета электрической энергии и (или) иного оборудования, необходимого для обеспечения коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках и для оказания коммунальных услуг по электроснабжению учитываются при государственном регулировании тарифов.

Постановлением Правительства Российской Федерации 29.10.2021 N 1852 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»³⁸⁹ внесены изменения, в том числе в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности и Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии, в соответствии с которым с 1 января 2025 года на оптовом рынке электрической энергии возможно использование интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности). Принятие основных подзаконных актов по развитию интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности) завершено в 2022 году выходом Постановления Правительства Российской Федерации 30.12.2022 № 2554 «О внесении изменений в Правила предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»³⁹⁰, определившем ответственность за непредоставление или ненадлежащее предоставление минимального набора функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности).

³⁸⁷ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_314661/

³⁸⁸ <https://base.garant.ru/74292774/>

³⁸⁹ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202110300003>

³⁹⁰ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301040010>

В целях развития микрогенерации на розничных рынках электрической энергии были приняты Федеральный Закон от 27.12.2019 № 471-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в части развития микрогенерации»³⁹¹ и Постановление Правительства Российской Федерации от 02.03.2021 №299 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в части определения особенностей правового регулирования отношений по функционированию объектов микрогенерации»³⁹², определяющие понятие микрогенерации и порядок взаимодействия владельцев объектов микрогенерации с субъектами розничных рынков электрической энергии.

В 2022 году принято постановления Правительства Российской Федерации от 15.07.2022 № 1275 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования порядка проведения конкурсов на присвоение статуса гарантирующего поставщика и признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации»³⁹³. Документом в том числе установлен порядок включения в реестр кредиторов задолженности перед сетевой организацией компании, утратившей статус гарантирующего поставщика, и дополнен порядок расчета рейтинга организаций, подавших заявки на участие в конкурсе на присвоение статуса гарантирующего поставщика.

С 1 января 2024 года централизованное оперативно-диспетчерское управление в пределах Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем будет единолично осуществляться системным оператором электроэнергетических систем России в соответствии с принятым в 2022 году Федеральным законом от 11.06.2022 № 174-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации»³⁹⁴. Документом вводится система перспективного развития электроэнергетики, представляющая собой совокупность документов перспективного развития электроэнергетики и действий, направленных на их разработку, утверждение и реализацию.

В развитие его норм было выпущено Постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации»³⁹⁵, а также ряд иных нормативных актов Правительства Российской Федерации и Минэнерго России. Новая система планирования перспективного развития является двухуровневой. Она заменит

³⁹¹ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201912280019>

³⁹² <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202103060015>

³⁹³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_422466/

³⁹⁴ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202206110023>

³⁹⁵ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202301230025>

действовавшую с 2010 года в отрасли трехуровневую модель и предполагает разработку двух основных программных документов — Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики на 18 лет и Схемы и программы развития электроэнергетических систем России на 6 лет с включением в последнюю планов по развитию региональных энергосистем в части системообразующей сети 110 кВ и выше. Ранее по каждому региону такой документ разрабатывался отдельно. Ответственность за разработку проектов указанных документов перспективного развития электроэнергетики будет нести Системный оператор.

4. Реализация государственной стратегии развития электроэнергетической отрасли на среднесрочную и долгосрочную перспективу

Направления развития электроэнергетической отрасли Российской Федерации определяются рядом документов государственного и отраслевого стратегического планирования, в том числе:

- Указами Президента Российской Федерации от 07.05.2018 №204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» (в редакции Указа Президента Российской Федерации от 21.07.2020 г. №474)³⁹⁶ и от 09.05.2017 г. №203 «О стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017-2030 годы»³⁹⁷;
- Единым планом по достижению национальных целей развития Российской Федерации на период до 2024 года и на плановый период до 2030 года, утвержденным распоряжением Правительства РФ от 01.10.2021 №2765-р³⁹⁸;
- Комплексным планом модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.09.2018 г. № 2101-р³⁹⁹;
- Энергетической стратегией Российской Федерации до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 г. № 1523-р⁴⁰⁰;
- Стратегией развития электросетевого комплекса Российской Федерации, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 03.04.2013 г. № 511-р⁴⁰¹;
- Стратегией социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года, утвержденная Распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 г. №3052-р⁴⁰².

В утвержденной 9 июня 2020 г. Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года отмечено, что в комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи электроэнергетики (надежность и качество электроснабжения), входит, в том числе, совершенствование системы планирования в электроэнергетике и создание института Генерального проектировщика документов перспективного развития электроэнергетики. Также будут приняты меры, направленные на развитие рыночных механизмов и усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг, в том числе:

³⁹⁶ <https://mvd.consultant.ru/documents/1056500>

³⁹⁷ <https://base.garant.ru/71670570/>

³⁹⁸ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_398016/

³⁹⁹ <https://mintrans.gov.ru/documents/2/9742>

⁴⁰⁰ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202006110003>

⁴⁰¹ <https://rulings.ru/government/Rasporyazhenie-Pravitelstva-RF-ot-03.04.2013-N-511-r/>

⁴⁰² <http://government.ru/docs/43708/>

- модернизация конкурентных моделей оптового и розничного рынков в электроэнергетике с обеспечением равноправия поставщиков и потребителей в формировании рыночного равновесия, эффективных механизмов и ценовых сигналов для инвестиций, в том числе увеличение объемов поставок по прямым договорам;
- совершенствование конкурентных механизмов долгосрочной оптимизации баланса мощности, отбора и оплаты проектов в генерации и у потребителей по методам гарантирования доходности инвестиций совместно с развитием практики двусторонних долгосрочных договоров и биржевых инструментов хеджирования рисков;
- разработка рыночных механизмов, стимулирующих потребителей к активному участию в формировании розничного рынка электрической энергии (управление спросом посредством участия в регулировании графика нагрузки), с применением, в том числе, технологии хранения и аккумулирования электрической энергии и ее воспроизводства.

1 июня 2021 года распоряжением Правительства Российской Федерации №1447-р⁴⁰³ утвержден план мероприятий по реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года (далее – план мероприятий). Утвержденный документ направлен на организацию работ по развитию сферы энергетики на период до 2024 года, соответствующий 1-му этапу реализации Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года. В результате выполнения плана мероприятий в части электроэнергетики будет обеспечено: повышение надежности и качества энергоснабжения потребителей, участие потребителей розничных рынков в управлении спросом, сокращение избытков мощности, масштабная модернизация действующих генерирующих мощностей и вывод из эксплуатации устаревшего неэффективного генерирующего оборудования, повышение качества автоматизации и интеллектуализация оперативно-технологического управления, в том числе внедрение систем интеллектуального управления электросетевым хозяйством, реализация проектов по строительству (реконструкции, модернизации) генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.

Распоряжение Правительства Российской от 3 апреля 2013 года № 511-р утверждена Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации на период до 2030 года⁴⁰⁴.

Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации (далее - Стратегия), разработанная на период до 2030 года во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 22 ноября 2012 г. № 1567⁴⁰⁵, охватывает основную деятельность электросетевого комплекса - передачу и распределение электрической энергии и непосредственно связанные с ней

⁴⁰³https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_302473/

⁴⁰⁴<https://rulaws.ru/goverment/Rasporyazhenie-Pravitelstva-RF-ot-03.04.2013-N-511-r/>

⁴⁰⁵<http://www.kremlin.ru/acts/bank/36365>

аспекты смежных видов деятельности (генерацию и сбыт электрической энергии) на территории России.

Конкретные траектории и относительные темпы развития составляющих электроэнергетической отрасли на различных этапах реализации Стратегий уточняются в рамках соответствующих программных документов, в первую очередь в рамках Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, а также в схеме и программе развития Единой энергетической системы России, включающие схему и программу развития единой национальной (общероссийской) электрической сети на долгосрочный период (далее – СиПР ЕЭС) и схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации (далее – СиПР субъектов).

В соответствии с правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года № 823⁴⁰⁶, Правительство Российской Федерации распоряжением от 9 июня 2017 года № 1209-р⁴⁰⁷ утвердило генеральную схему размещения объектов электроэнергетики на период до 2035 года (далее – Генеральная схема).

Приказом Минэнерго России от 28.02.2023 № 108⁴⁰⁸ утверждена схема и программы развития электроэнергетических систем России на 2023 – 2028 годы (далее – СиПР 2023–2028).

Существенными особенностями данного документа перспективного планирования являются его ежегодная актуализация, а также то, что он содержит детализированные показатели как в части балансов электрической энергии и мощности ЕЭС России, так и в части вводов/выводов генерирующего и электросетевого оборудования, с разбивкой по годам в прогнозируемом горизонте планирования. СиПР 2023–2028 размещена в открытом доступе на официальном сайте Минэнерго России по ссылке.

В Группе компаний «Россети» утверждены и реализуются внутренние документы стратегического планирования, а именно:

- Стратегия развития ПАО «Россети» и его ДЗО до 2030 года (далее – Стратегия)⁴⁰⁹;
- Долгосрочная программа развития Публичного акционерного общества «Российские сети» и его ДЗО (Группы компаний «Россети») до 2030 года⁴¹⁰;
- Долгосрочная программа развития ПАО «ФСК ЕЭС» на 2020-2024 годы и прогноз до 2030 года⁴¹¹.

В соответствии со Стратегией Группа компаний «Россети» нацелена, прежде всего, на обеспечение надежного, качественного энергоснабжения и содействие экономическому росту Российской Федерации.

⁴⁰⁶ <https://base.garant.ru/196473/>

⁴⁰⁷ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_218239/

⁴⁰⁸ <https://minenergo.gov.ru/node/24125>

⁴⁰⁹ Утверждена решением Совета директоров ПАО «Россети», протокол от 26.12.2019 №388

⁴¹⁰ Утверждена решением Совета директоров ПАО «Россети», протокол от 30.12.2020 №444

⁴¹¹ Утверждена решением Совета директоров ПАО «ФСК ЕЭС», протокол от 30.12.2020 № 526

Долгосрочные программы развития распределительного и магистрального комплексов, являющиеся инструментами реализации Стратегии, содержат, в том числе, перечни задач и мероприятий, направленных на достижение национальных целей Российской Федерации через участие и/или обеспечение необходимой инфраструктуры для реализации национальных проектов.

Горизонт целеполагания Стратегии предполагает два этапа реализации: первый – до 2024 года включительно, второй – с 2025 по 2030 год включительно.

Миссия группы компаний «Россети» - обеспечение надежного, качественного и доступного энергоснабжения для комфортной жизни людей и свободного роста экономики России, с преумножением доходности акционеров и возможности профессионального роста работников.

Стратегические приоритеты:

- повышение эффективности основного бизнеса;
- обеспечение надежности и качества энергоснабжения на заданном уровне;
- цифровая трансформация;
- диверсификация бизнеса;
- соблюдение баланса интересов государства/ потребителей/ акционеров/ инвесторов.

Для достижения стратегических целей компания намерена повышать эффективность модели бизнеса и использования своего потенциала для развития новых сегментов и дополнительных сервисов. Это позволит повысить адаптивность к новым вызовам и изменяющимся потребностям потребителя

Таблица 1 - Целевые индикаторы реализации стратегии

Приоритет	Индикатор	2024	2030
Повышение эффективности основного бизнеса	OPEX	Снижение на 2% ежегодно	
	Производительность труда	Повышение на 5% ежегодно	
	Уровень потерь электроэнергии	7,8%	7,34%
Обеспечение надежности и качества энергоснабжения на заданном уровне	Psaidi	2,0	1,6
	Psaiifi	1,0	0,85
Цифровая трансформация	Доля затрат на НИОКР от собственной выручки	0,25%	0,25%
	Доля расходов на закупку российского программного обеспечения, %	70%	4-кратное увеличение вложений по сравнению с 2019 г.
Диверсификация бизнеса	Объем нетарифной выручки	5%	20%

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

В электроэнергетике продолжилась реализация приоритетных проектов по вводу генерирующих мощностей и развитию электросетевой инфраструктуры.

В 2022 году Минэнерго России утвердило 37 инвестиционных программ крупнейших государственных энергокомпаний, включая АО «СО ЕЭС», Концерн «Росэнергоатом», а также входящих в Группы «Россети» и ПАО «РусГидро»⁴¹².

По предварительным данным, сформированным на основании отчетов субъектов электроэнергетики, инвестиционные программы которых утверждены Минэнерго России, в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 г. № 977, за IV квартал 2022 года (далее – предварительные данные)⁴¹³.

Совокупный объем финансирования за 12 месяцев 2022 г. составил 689,8 млрд руб. (102,3 % от плана года). Совокупный объем освоения капитальных вложений за 12 месяцев 2022 г. составил 507,4 млрд руб. (103,9 % от плана года). Дведено в эксплуатацию за 12 месяцев 2022 г. трансформаторных мощностей составил 10 706,0 МВА и электрических сетей -31 397,4 км.

Группа компаний «Россети» по предварительным данным реализовала в 2022 году инвестиционную программу с общим объемом финансирования 434,9 млрд рублей, ввела в работу 9 931,3 МВА новой трансформаторной мощности и 29 377,3 км линий электропередачи.

Одна из важнейших задач, выполненных в 2022 году, – формирование новой системы перспективного планирования через централизацию принятия решений на уровне Системного оператора. Это значимое событие для всей отрасли, которое позволит повысить качество планирования и уровень доверия к этому процессу.

В 2022 году Правительство Российской Федерации актуализировало действующую Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, в соответствии с которой предполагается следующая структура установленной мощности электростанций в зоне централизованного электроснабжения:

- АЭС - 11,98 %;
- ГЭС и ГАЭС – 21,24 %;
- ВИЭ – 3,37 %;
- ТЭС – 63,41 %.

В сфере возобновляемой энергетики продолжилась реализация приоритетных проектов и мер их поддержки.

⁴¹² <https://minenergo.gov.ru/node/4164>

⁴¹³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_94518/

6. Реализация государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности

Реализация подпрограммы «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности» и соответствующих основных мероприятий государственной программы Российской Федерации «Развитие энергетики», утвержденной Постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 321⁴¹⁴, завершена 31 декабря 2018 г. в связи с передачей в Минэкономразвития России полномочий в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с поручением Правительства Российской Федерации от 28 июня 2018 г. № ДК-П9-111пр. Указанная подпрограмма включена в государственную программу Российской Федерации «Экономическое развитие и инновационная экономика», утвержденную Постановлением Правительства Российской Федерации от 15 апреля 2014 г. № 316⁴¹⁵.

В части государственной программы Российской Федерации «Развитие энергетики» (далее – государственная программа), ответственным за реализацию которой является Минэнерго России.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 18 декабря 2021 г. № 2352⁴¹⁶ государственная программа приведена в соответствие с Постановлением Правительства Российской Федерации от 26 мая 2021 г. № 786 «О системе управления государственными программами Российской Федерации»⁴¹⁷, утверждающим новые подходы по формированию государственных программ Российской Федерации.

Цели государственной программы соответствуют направлениям государственной политики в сфере энергетики и положениям нормативных правовых актов в сфере топливно-энергетического комплекса, включая Энергетическую стратегию Российской Федерации на период до 2035 года, утвержденную распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р⁴¹⁸, и Доктрину энергетической безопасности Российской Федерации, утвержденную Указом Президента Российской Федерации от 13 мая 2019 г. № 216 «Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации»⁴¹⁹, определяющую замедление роста мирового спроса на энергоресурсы и изменение его структуры, в том числе вследствие замещения нефтепродуктов другими видами энергоресурсов, развития энергосбережения и повышения энергетической эффективности, одним из основных вызовов, стоящих перед энергетикой Российской Федерации.

Так, целью государственной программы является, в том числе, повышение эффективности обеспечения потребностей внутреннего рынка

⁴¹⁴ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201404240009>

⁴¹⁵ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_162191/

⁴¹⁶ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202112230041>

⁴¹⁷ <https://base.garant.ru/400820533/>

⁴¹⁸ <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/74148810/>

⁴¹⁹ <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/72140884/>

Российской Федерации соответствующими объемами производства продукции и услуг отраслей топливно-энергетического комплекса.

Указанная цель реализуется через направление (подпрограмму) «Обеспечение потребностей внутреннего рынка Российской Федерации в энергоресурсах», в которую в качестве структурных элементов государственной программы входят федеральный проект «Гарантированное обеспечение доступной электроэнергией» и комплекс процессных мероприятий «Создание условий для формирования эффективных, надежных и экологичных систем теплоснабжения с приоритетом когенерации».

В рамках реализации государственной программы и ее структурных элементов к 2024 году планируется достижение следующих показателей:

- доля выработки электрической энергии тепловыми электрическими станциями в теплофикационном цикле 33 %;
- удельный расход топлива на отпуск электрической энергии 313,1 г у. т. / кВт.ч;
- минимальный прирост потребления электрической энергии в централизованных энергосистемах (нарастающим итогом) 4,0 %;
- снижение избытка установленной мощности электростанций ЕЭС Российской Федерации, включая нормативный резерв (нарастающим итогом), до 5%;
- ввод генерирующих мощностей, построенных (модернизированных) с применением нового механизма конкурсного отбора инвестиционных проектов на базе долгосрочного рынка мощности в объеме 3 742 МВт;
- количество схем и программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, утвержденных в соответствии с требованиями Правил разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»⁴²⁰, - 83 единицы;
- мощность введенных в эксплуатацию (модернизированных) объектов генерации в удаленных и изолированных энергорайонах Российской Федерации, включая Арктическую зону, в том числе на основе возобновляемых источников энергии 42,7 МВт;
- количество субъектов Российской Федерации, управление электросетевым хозяйством в которых осуществляется с применением интеллектуальных систем управления (нарастающим итогом с 2019 года), до 70 штук;
- количество муниципальных образований, поселений, городских округов, муниципальных округов, внедривших модель «альтернативной котельной» (нарастающим итогом), до 35 штук;

⁴²⁰ <https://docs.cntd.ru/document/902181524>

- выбросы загрязняющих веществ (парниковых газов) в атмосферу тепловыми электрическими станциями 95,7 % (в процентах от базового значения 2019 года);
- объем золошлаковых отходов (золошлаковой смеси), образующихся на тепловых электрических станциях, который вовлечен в хозяйственный оборот, 3 млн тонн.

Одной из важных задач, стоящих перед российским ТЭК, является обеспечение рационального и экологически ответственного использования энергии и энергетических ресурсов. Снизить уровень антропогенного воздействия на окружающую среду, повысить энергетическую эффективность и ресурсосбережение производств позволит переход отраслей ТЭК на принципы наилучших доступных технологий (НДТ), предусмотренный Федеральным законом от 21 июля 2014 г. № 219-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации»⁴²¹.

Использование НДТ предполагает повышение экономической, энергетической и экологической эффективности работы объектов отраслей ТЭК.

В связи с этим Минэнерго России уделяет большое внимание вопросам повышения тепловой экономичности и экологичности генерирующего оборудования. В 2022 году ведомство продолжило работу по утверждению нормативов удельного расхода условного топлива при производстве электрической энергии, а также нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии источниками тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии с установленной мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более.

Проводимая политика по оптимизации загрузки генерирующего оборудования с увеличением доли производства электроэнергии в комбинированном цикле, поддержке обновления основных фондов тепловых электростанций, в том числе в части газоочистного оборудования, а также улучшению энергетической эффективности их функционирования привела к формированию устойчивой динамики снижения антропогенных выбросов в атмосферу.

Развитие регулирования ВИЭ в Российской Федерации

Общие рамки регулирования ВИЭ в России начали формироваться в конце 2007 года с принятием поправок в Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике». Они утвердили понятие ВИЭ, распределение полномочий и обозначили основные направления государственной поддержки.

В дальнейшем предполагаемый механизм ценовой надбавки для объектов ВИЭ к оптовой цене на электроэнергию был заменен на механизм

⁴²¹ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_165823/

продажи мощности генерирующих объектов на основе ВИЭ по договорам поставки мощности на оптовый рынок (ДПМ). Механизм действует в России с 2013 года, когда была дополнена законодательная база. Отбор проектов ВИЭ для оптового рынка до 2021 года проходил на конкурсной основе с учетом предельных величин капитальных затрат на строительство генерирующих мощностей ВИЭ. В 2020 году проведен последний отбор проектов в рамках реализации первой программы поддержки (ДПМ ВИЭ 1.0), по результатам которой запланирован ввод 5,7 ГВт новых мощностей ВИЭ-генерации.

Механизмы поддержки ВИЭ на розничных рынках и в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах России были приняты в 2015 году и существенно усовершенствованы в 2020 году. Они состоят во включении генерирующих объектов на основе ВИЭ в региональные схемы развития электроэнергетики и формировании для них долгосрочных тарифов. Обязанность покупать энергию на основе ВИЭ на розничных рынках возложена на сетевые компании – для компенсации потерь в сетях. Порядок и условия проведения конкурсного отбора проектов ВИЭ для розничного рынка определяются на региональном уровне.

Для оказания государственной поддержки ВИЭ после 2024 года Правительством Российской Федерации 13 декабря 2019 года был принят План разработки нормативных правовых актов, обеспечивающих продление действия механизма стимулирования использования ВИЭ № 11567п-П9.

В течение 2021 года продолжалась работа по развитию использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке. В рамках этой работы было принято Постановление Правительства Российской Федерации от 5 марта 2021 г. № 328 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности»⁴²². Постановлением, в частности, было установлено, что начиная с 2021 года отборы инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ с датами начала поставки мощности отобранных объектов в период с 1 января 2023 г. по 31 декабря 2035 г. проводятся в соответствии с новыми правилами: по критерию минимизации одноставочной цены электроэнергии (показателя эффективности генерирующего объекта) в рамках устанавливаемых Правительством Российской Федерации предельных величин годового объема поддержки использования ВИЭ, определяемых отдельно в отношении каждого из видов генерирующих объектов (солнечная и ветровая генерация, а также малые ГЭС). Постановлением также был установлен порядок определения цены на мощность генерирующих объектов, в отношении которых заключаются договоры о предоставлении мощности по итогам таких отборов.

В развитие норм указанного постановления было принято распоряжение Правительства Российской Федерации от 1 июня 2021 г. № 1446-р⁴²³, которым

⁴²² https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_378530/

⁴²³ <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/400757966/>

внесены изменения в Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года. Внесенными изменениями для проводимых после 1 января 2021 г. конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ на 2023-2035 годы для разных видов ВИЭ были установлены базовые предельные величины годового объема поддержки и базовые предельные величины показателя эффективности генерирующих объектов ВИЭ. Также этим распоряжением были скорректированы целевые показатели экспорта, применяющиеся для генерирующих объектов ВИЭ, планируемых к вводу в эксплуатацию после 1 января 2025 г.

С точки зрения основных параметров новой программы следует отметить, что Правительством Российской Федерации определено, что объем новой программы поддержки ВИЭ на оптовом рынке на 2025-355 гг. должен составить 360 млрд руб (в ценах 2021 года). При принятии этого решения Правительством были приняты во внимание результаты уже прошедших отборов, показавших на фоне интенсивной конкуренции проектов значительное снижение итоговых величин капитальных затрат по отобраным заявкам, что позволяет сделать вывод о том, что в рамках меньших объемов поддержки могут быть построены большие объемы ВИЭ-генерации (например, по ветрогенерации снижение от плановой величины капитальных затрат составило 55,3 % на 2023 плановый год ввода). Таким образом вторая программа поддержки ВИЭ не предполагает фиксированных объемов строительства – проекты ВИЭ отбираются по критерию наименьшей «одноставочной цены» электрической энергии, объём программы поддержки теперь нормативно зафиксирован не в мегаваттах, а в её стоимости для энергорынка.

По предварительным расчетам, реализация программы позволит ввести в 2023-2035 годы генерацию ВИЭ общей установленной мощностью порядка 8,2 ГВт, в том числе 2,5 ГВт СЭС, 45,5 ГВт ВЭС и 0,2 ГВт МГЭС (расчеты произведены исходя из стоимостных показателей объектов, отобранных в рамках последних проведенных отборов), что превышает величину всех вводов по первой программе поддержки (порядка 5,7 ГВт).

Следует принять во внимание, что в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 20.05.2022 № 912⁴²⁴ в течение 2022 года реализовывались антисанкционные меры поддержки ВИЭ-генерации, в соответствии с которыми поставщикам по ДПМ ВИЭ было предоставлено право одностороннего отказа от ДПМ ВИЭ без штрафных санкций, а также право изменения даты начала поставки мощности по ДПМ ВИЭ в пределах двух лет от первоначальной даты с сохранением длительности поставки мощности по договорам. В соответствии с предоставленной возможностью в 2022 году был расторгнут ДПМ ВИЭ, предусматривающий поставку 23,73

⁴²⁴ <https://www.garant.ru/hotlaw/federal/1544984/>

МВт (в рамках программы ДПМ ВИЭ 1.0.) и ДПМ ВИЭ, предусматривающих поставку 459 МВт (в рамках реализации программы ДПМ ВИЭ 2.0.), также по ряду объектов изменены даты начала поставки мощности.

Несмотря на то, что в отношении ряда объектов ДПМ ВИЭ были расторгнуты, большинство проектов продолжают реализовываться, что подтверждает эффективность как самих механизмов поддержки развития ВИЭ-генерации, так и принятых антисанкционных мер поддержки.

По результатам конкурсных отборов, проведенных в 2013-2020 годах (по программам ДПМ ВИЭ 1.0 и ДПМ ТБО), с учетом отказов от исполнения обязательств и переносов дат начала поставки мощности по договорам, в России за период с 2014 по 2026 год в рамках поддержки ВИЭ-генерации на ОРЭМ должно быть построено 237 объектов генерации суммарной установленной мощностью 5 741,34 МВт: 13 малых ГЭС (189,94 МВт), 105 ВЭС (3 428,1 МВт), 114 СЭС (1 788,3 МВт), 5 объектов термической переработки ТКО (335 МВт).

По результатам конкурсного отбора, проведенного в 2021 году (по программе ДПМ ВИЭ 2.0), с учетом отказов от исполнения обязательств и переносов дат начала поставки мощности по ДПМ ВИЭ, в России за период с 2024 по 2029 год в рамках поддержки ВИЭ-генерации на ОРЭМ должно быть дополнительно построено 57 объектов генерации суммарной установленной мощностью 2 263,08 МВт: 3 малых ГЭС (96 МВт), 36 ВЭС (1 392,24 МВт), 18 СЭС (774,84 МВт).

Суммарно по результатам конкурсных отборов, проведенных в 2013-2021 годах, с учетом отказов от исполнения обязательств и переносов сроков начала поставки мощности по ДПМ ВИЭ, в России за период с 2014 по 2029 год в рамках поддержки ВИЭ-генерации на ОРЭМ должно быть построено 294 объекта генерации суммарной установленной мощностью 8 004,42 МВт: 16 малых ГЭС (285,94 МВт), 141 ВЭС (4 820,34 МВт), 132 СЭС (2 563,14 МВт).

С учётом санкционных, в том числе логистических ограничений, приняты решения о временном непроведении в 2022 году конкурсных отборов проектов ВИЭ на оптовом и розничных рынках. Кроме того, инвесторы получили возможность сдвигать сроки вводов объектов в эксплуатацию без штрафов.

В 2023 году конкурсные отборы проектов ВИЭ пройдут по графику, их отмена или перенос не предполагается.

Развитие основных нормативно-правовых актов в сфере регулирования ВИЭ в Российской Федерации

Федеральный закон от 04.11.2007 №250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с осуществлением мер по реформированию Единой энергетической системы России»⁴²⁵, содержащий законодательное определение ВИЭ и наделение

⁴²⁵ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_72255/

Правительства Российской Федерации полномочиями на принятие НПА в указанной сфере для целей реализации механизмов поддержки на оптовом и розничных рынках.

Постановление Правительства Российской Федерации от 03.06.2008 № 426 «О квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии»⁴²⁶, определяющее принципы и критерии квалификации генерирующих объектов ВИЭ уполномоченным органом (Ассоциация «НП «Совет рынка»).

Распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2024 года»⁴²⁷ в котором предусмотрены основные направления государственной политики в области развития электроэнергетики на основе использования ВИЭ на период до 2024 года и целевые показатели использования ВИЭ в сфере электроэнергетики.

Постановление Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности»⁴²⁸, содержащие:

- порядок проведения конкурсных отборов инвестиционных проектов, в отношении которых будут заключаться договоры о предоставлении мощности;
- правила определения цены на мощность генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ.

Постановление Правительства Российской Федерации от 17.02.2014 № 117 «О некоторых вопросах, связанных с сертификацией объемов электрической энергии, производимой на функционирующих на основе использования ВИЭ квалифицированных генерирующих объектах»⁴²⁹, которым определен порядок сертификации объемов электрической энергии квалифицированных объектов ВИЭ.

Приказ Минпромторга России от 11.08.2014 № 1556 «Об утверждении Порядка определения степени локализации в отношении генерирующего объекта, функционирующего на основании использования возобновляемых источников энергии»⁴³⁰ с порядком определения степени локализации для объектов ВИЭ.

Постановление Правительства Российской Федерации от 23.01.2015 № 47 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых

⁴²⁶ <https://docs.cntd.ru/document/902104115>

⁴²⁷ <https://docs.cntd.ru/document/902137809>

⁴²⁸ <https://docs.cntd.ru/document/499023293>

⁴²⁹ <https://base.garant.ru/70594676/>

⁴³⁰ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_169698/

источников энергии на розничных рынках электрической энергии»⁴³¹, предусматривающее:

- поддержку объектов на основе ВИЭ на розничном рынке в ценовых и неценовых зонах оптового рынка, а также в изолированных энергосистемах;
- порядок формирования на розничных рынках долгосрочного тарифного регулирования генерирующих объектов ВИЭ, а также правила их функционирования;
- включение в СИПР объектов ВИЭ на основании конкурсных процедур.

Приказ ФАС России от 14.02.2022 № 104/22 «Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях, а также по установлению цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), производимую с использованием квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах или на территориях, технологически связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами»⁴³², содержащий указания по установлению цен или тарифов на электрическую энергию или мощность на основе ВИЭ, которые приобретаются в целях компенсации потерь в электрических сетях, в том числе предельных максимальных тарифов для проведения конкурсных отборов.

Постановление Правительства Российской Федерации от 29.08.2020 № 1298 «О вопросах стимулирования использования возобновляемых источников энергии, внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации и о признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации»⁴³³, которым:

- уточнен порядок отбора проектов ВИЭ на розничных рынках для включения в схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации (далее – СИПР), а также уточнен порядок учета в СИПР прошедших отбор проектов в целях их последующей квалификации и осуществления торговли электрической энергией в рамках мер поддержки на розничных рынках;
- установлен порядок отбора проектов ВИЭ на розничных рынках по одноставке и предусмотрено определение цен продажи электроэнергии сетевым организациям в целях компенсации потерь по итогам отборов проектов;

⁴³¹ <https://base.garant.ru/70853050/>

⁴³² <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202208260012>

⁴³³ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_361115/

- введен дополнительный критерий квалификации, в соответствии с которым к квалифицированным генерирующим объектам предъявляется требование по минимальному объему выработки электрической энергии на основе использования возобновляемых источников энергии;
- уточнен порядок квалификации генерирующих объектов, а также повторных проверок квалифицированных генерирующих объектов на соответствие критериям квалификации;
- уточнен порядок ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих производство электрической энергии на основе использования ВИЭ;
- уточнен порядок тарифного регулирования генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ и осуществляющих продажу электрической энергии сетевым организациям в целях компенсации потерь.

Постановление Правительства Российской Федерации от 05.03.2021 № 328⁴³⁴ введены новые принципы конкурсного отбора проектов ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности до 2035 года по критерию минимизации одноставочной цены при условии соблюдения повышенных требований по локализации и экспорту. Начиная с 2021 года проекты отбираются по критерию минимального показателя эффективности (одноставочной цены), также отбор проектов проводится в условиях ограничения общей нагрузки на рынок, что с одной стороны фиксирует дополнительную нагрузку на покупателей оптового рынка, с другой стороны увеличивает объемы вводов ВИЭ-генерации в случае снижения цен на отборах проектов.

Распоряжение Правительства РФ от 01.06.2021 № 1446-р «О внесении изменений в распоряжение Правительства РФ от 08.01.2009 № 1-р»⁴³⁵ - утверждены параметры программы поддержки ВИЭ на период с 2025 (с 2023 для СЭС) по 2035 годы.

Постановлением Правительства РФ от 25.12.2021 N 2486 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, в том числе отходов производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива»⁴³⁶ введена на 1 год отсрочка расчета штрафов по ДПМ ТБО, заключенных по итогам проведенных до 1 января 2018 года отборов проектов; по ДПМ ВИЭ, заключенных в отношении МГЭС по итогам проведенных до 01 января 2021 года отборов проектов, введена возможность увеличить до 3 лет срок непоставки мощности, по истечении которого расторгается ДПМ ВИЭ; для

⁴³⁴ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202103060019>

⁴³⁵ <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/400757966/>

⁴³⁶ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202112280035>

объектов термической переработки ТБО введена возможность использовать до 20% традиционного топлива в первые 6 месяцев эксплуатации.

Федеральный закон от 01.05.2022 N 127-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»⁴³⁷ - наделение Правительства Российской Федерации в период до 31 декабря 2022 года включительно полномочиями устанавливать особенности начисления, уплаты и списания неустоек (штрафов, пеней) и применения иных мер ответственности за неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств на оптовом и розничных рынках, особенности организации и проведения отбора мощности на конкурсной основе и иных конкурентных процедур, по результатам которых заключаются договоры купли-продажи, договоры поставки мощности, а также особенности исполнения указанных договоров, в том числе предусматривающие изменение дат начала и (или) окончания поставки мощности, в период, определенный Правительством Российской Федерации.

Постановлением Правительства РФ от 20.05.2022 № 912 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам проведения конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, на оптовом и розничных рынках электрической энергии и по вопросам установления отдельных особенностей государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике в 2022 и 2023 годах»⁴³⁸ установлена возможность в течение 2022 года реализовывать антисанкционные меры поддержки ВИЭ-генерации, в соответствии с которыми поставщикам по ДПМ ВИЭ было предоставлено право одностороннего отказа от ДПМ ВИЭ без штрафных санкций, а также право изменения даты начала поставки мощности по ДПМ ВИЭ в пределах двух лет от первоначальной даты с сохранением длительности поставки мощности по договорам.

Постановлением Правительства РФ от 01.06.2022 № 999 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам проведения конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, на оптовом и розничных рынках электрической энергии и по вопросам установления отдельных особенностей государственного регулирования цен (тарифов) в электроэнергетике в 2022 и 2023 годах»⁴³⁹ установлено, что в 2022 году конкурсный отбор проектов ВИЭ не проводится (десятый конкурсный отбор проектов ВИЭ - второй отбор в рамках второй программы поддержки ВИЭ с вводами объектов в период с 2025 года (с 2023 года для СЭС) до 2035 года – ДПМ ВИЭ 2.0).

⁴³⁷ <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202205010007>

⁴³⁸ <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/404624771/>

⁴³⁹ <https://base.garant.ru/404780193/>

Постановлением Правительства РФ от 30.12.2022 N 2556 «Об утверждении Правил разработки и утверждения документов перспективного развития электроэнергетики, изменении и признании утратившими силу некоторых актов и отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации»⁴⁴⁰ утверждаются Правила проведения конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии (мощности) (изменения вносятся в постановление Правительства Российской Федерации от 4 мая 2012 г. N 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии». В частности, в соответствии с внесенными изменениями договоры купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности) в целях компенсации потерь электрической энергии, могут быть заключены в отношении проектов, включенных в реестр генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии. Включение в реестр генерирующих объектов осуществляется по результатам проведения соответствующего отбора проектов, при этом в реестр также включаются генерирующие объекты (проекты по строительству генерирующих объектов), ранее включенные в раздел схемы и программы развития электроэнергетики региона.

Также разработан и в 1-м чтении принят Государственной Думой Федерального собрания Российской Федерации законопроект «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» в связи с введением в гражданский оборот атрибутов генерации и сертификатов происхождения электрической энергии» - законопроект предусматривается введение в законодательство Российской Федерации об электроэнергетике новых понятий, описывающих такие объекты гражданских прав как права на эффекты генерации и сертификаты происхождения электрической энергии, определение содержания прав на эффекты генерации и создание правовых оснований для организации учета фактов возникновения прав на эффекты генерации, передачи таких прав владельцами квалифицированных генерирующих объектов другим лицам, а также учета выдачи, оборота и погашения сертификатов происхождения.

⁴⁴⁰ https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_438028/

7. Международное сотрудничество

По инициативе Минэнерго России Электроэнергетический совет (ЭЭС) СНГ и Исполнительный комитет ЭЭС СНГ в 2022 году сфокусировали свою деятельность на актуализации направлений и приоритетов сотрудничества государств-участников СНГ в сфере электроэнергетики, в том числе касающихся национальных стратегий декарбонизации, цифровой трансформации, интеграционных процессов, связанных с формированием общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ; инвестиционного потенциала водно-энергетического комплекса Центральной Азии для сотрудничества в сфере гидроэнергетики.

В этой связи в 2022 году в качестве приоритетных рассматривать такие направления, как: внедрение и унификация использования инструментов стимулирования декарбонизации и управления выбросами парниковых газов, а также сотрудничество в области развития ВИЭ.

Минэнерго России при взаимодействии с Ассоциацией «НП Совет рынка» и электроэнергетическими компаниями проведена работа по совершенствованию деятельности рабочих структур ЭЭС СНГ на период до 2025 года.

Одним из основных направлений в части интеграционного развития в рамках СНГ и Евразийского экономического союза (ЕАЭС) является формирование общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза (ОЭР Союза). В связи с планом реализации мероприятий, направленных на формирование ОЭР Союза, утвержденным Высшим Евразийским экономическим советом 20 декабря 2019 года, приоритетной задачей в 2022 году оставалась разработка пакета следующих документов: Правил взаимной торговли электрической энергией на ОЭР Союза (ПВТ), Правил доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии (мощности) (ПД), Правил определения и распределения пропускной способности межгосударственных сечений на ОЭР Союза (ПОРПС), Правил информационного обмена на ОЭР Союза. (ПИО).

Проекты ПД и ПОРПС в 2022 году были одобрены Коллегией Евразийской экономической комиссии (далее – Комиссия), и в 2023 году должны быть рассмотрены Советом Комиссии. Вместе с тем, по проектам ПОРПС и ПВТ еще остаются отдельные неурегулированные вопросы, требующие дальнейшего обсуждения.

В мае 2022 года на встрече Министров энергетики стран ЕАЭС согласованы предложения о выполнении АО «АТС» функций оператора централизованной торговли на сутки вперед на ОЭР Союза, а также функций Регистратора на ОЭР Союза (в том числе организация подписания договоров о присоединении, регистрация договоров купли-продажи электрической энергии на ОЭР Союза, расчет свободной пропускной способности межгосударственных сечений). Следует отметить, что окончательное решение о выборе оператора централизованной торговли на сутки вперед и

Регистратора на ОЭР Союза по состоянию на начало 2023 года не принято. Продолжается начатая в 2022 году работа над проектом ПИО.

В 2022 году российской и белорусской сторонами при участии компаний электроэнергетического комплекса Российской Федерации согласован проект международного договора о формировании объединенного рынка электрической энергии Союзного государства, предусмотренного Договором о создании Союзного государства между Российской Федерацией и Республикой Беларусь. Проект международного договора в конце 2022 года направлен на подписание в Правительство Российской Федерации.

Кроме того, продолжалась деятельность рабочих органов Минэнерго России по вопросам двустороннего сотрудничества при осуществлении параллельной (совместной) работы ЕЭС России с электроэнергетическими системами Республики Беларусь и Республики Казахстан.

Кроме того, ПАО «Россети» в целях формирования правовой, нормативно-технической, технологической и информационной баз межгосударственного сотрудничества в области электроэнергетики подписаны/утверждены:

- Договоры/соглашения о параллельной работе электроэнергетических систем Российской Федерации с энергосистемами Республики Казахстан, Республики Грузии, Республики Азербайджана, Республики Белоруссии, Украины⁴⁴¹, Республики Эстония, Республики Латвии, Республики Литвы, Республики Монголии.
- Межсистемное соглашение о совместной работе Единой энергетической системы России и энергетической системы Китайской Народной Республики.
- Межсистемный договор по трансграничным электрическим связям 400 кВ между Россией и Финляндией.

Во исполнение пунктов договоров/соглашений о параллельной работе подписаны/утверждены Положения по планированию режимов параллельной работы ЕЭС России с национальными энергосистемами стран, работающих параллельно с ЕЭС России.

Для установления взаимоотношений ПАО «Россети» с хозяйствующими субъектами операторов энергетических систем зарубежных государств в части организации и технического обеспечения учета перетоков, порядка расчета количества перемещенной электроэнергии, обмена данными АИИСКУЭ заключены и действуют 40 Соглашений об организации учета перетоков электроэнергии по межгосударственным линиям электропередачи, в том числе:

- С Республикой Казахстан – 18 соглашений;
- С Республикой Монголия – 7 соглашений;

⁴⁴¹ ЧАО НЭК Укрэнерго письмом от 31.05.2022 №01/21227 проинформировало о прекращении с 01.07.2022 действия трёхстороннего Технического соглашения об обеспечении параллельной работы от 17.06.2010 (Россия, Беларусь, Украина). При этом по условиям Соглашения уведомление о прекращении действия для какой-либо из сторон направляется остальным сторонам за 1 год до предполагаемой даты прекращения действия.

- С Украиной – 4 соглашения;
- С Китайской Народной Республикой – 3 соглашения;
- С Азербайджанской Республикой, Республикой Грузия, Республикой Южная Осетия, Республикой Белоруссия, Республикой Латвия, Республикой Литва, Республикой Эстония и Финляндской Республикой по 1 соглашению.

С целью надежного электроснабжения российских потребителей Ленинградской, Калининградской, Брянской, Псковской и Смоленской областей, укрепления сотрудничества и развития международного рынка электроэнергии, а также управления параллельной работой энергосистем между ПАО «Россети», АО «СО ЕЭС», ГПО «Белэнерго», Elering AS, Augstsprieguma tīkls AS и Litgrid AB заключено соглашение о параллельной работе энергосистем России, Беларуси, Эстонии, Латвии и Литвы от 07.02.2001 (далее – Соглашение о параллельной работе ЭК БРЭЛЛ).

На основании Соглашения о параллельной работе энергосистем ЭК БРЭЛЛ образован постоянно действующий рабочий орган Сторон Соглашения – Комитет энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии, Литвы (Комитет ЭК БРЭЛЛ).

В 2022 заседания Комитета ЭК БРЭЛЛ и заседания Рабочей группы комитета ЭК БРЭЛЛ по планированию и оперативному управлению не проводились из-за отказа операторов энергосистем стран Балтии от принятия участия в данных заседаниях.

14 февраля 1992 года межправительственным соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ создан Электроэнергетический совет СНГ (далее – ЭЭС СНГ). ЭЭС СНГ является межправительственным отраслевым органом Содружества Независимых Государств.

В 2022 году представители ПАО «Россети» принимали участие в заседаниях ЭЭС СНГ, Координационного совета при ЭЭС СНГ, комиссий и рабочих групп Электроэнергетического Совета СНГ, участвовали в подготовке позиций и материалов по вопросам повесток, а также разработке нормативно-правовых документов, регламентирующих формирование общего электроэнергетического рынка СНГ.

В свою очередь российский системный оператор Единой энергетической системы (АО «СО ЕЭС») продолжил работы по расширению и качественному совершенствованию правового, нормативно-технического, технологического и информационного обеспечения параллельной и совместной работы ЕЭС России и энергосистем зарубежных стран. Указанные работы проводились в рамках Электроэнергетического Совета СНГ (далее – ЭЭС СНГ), Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (далее – КОТК).

Кроме того, за пределами России Группа «Интер РАО» ведет деятельность в разных сегментах электроэнергетического рынка: трейдинг, генерация, электросетевое хозяйство, сбытовая деятельность, инжиниринг⁴⁴².

8. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период с 2012-2022 гг.

8.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2023)

Таблица 2 - Электростанции Российской Федерации

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции:				
1	Сургутская ГРЭС-2	810/830/396,9/410,243	5/1/1/1	5687,1
2	Рефтинская ГРЭС	300/500	6/4	3800
3	Костромская ГРЭС	300/330/1200	7/1/1	3630
4	Сургутская ГРЭС-1	178/180/215	1/2/13	3333
5	Рязанская ГРЭС	260/334/800	3/1/2	2714
6	Ставропольская ГРЭС	300/305/304	3/3/2	2423
7	Заинская ГРЭС	200/204,9	10/1	2204,9
8	Конаковская ГРЭС	305/325	4/4	2520
9	Ириклинская ГРЭС	330/300	1/7	2430
10	Пермская ГРЭС	820/903	3/1	3363
11	Новочеркасская ГРЭС	264/270/290/300/330	2/3/1/1/1	2258
12	Киришская ГРЭС	40/50/60/300/795	1/2/2/5/1	2555
13	Троицкая ГРЭС	666	1	666
14	Шатурская ГРЭС	80/200/210/400	1/3/2/1	1500
	Итого:			39084
Гидравлические электростанции:				
1	Саяно-Шушенская ГЭС	640	10	6400
2	Красноярская ГЭС	500	12	6000
3	Братская ГЭС	250	18	4500
4	Богучанская ГЭС	333	9	2997
5	Усть-Илимская ГЭС	240	16	3840
6	Волжская ГЭС (г. Волжский)	11/115/120/125,5	1/1/5/16	2734
7	Жигулёвская ГЭС	120/125,5	4/16	2488
8	Бурейская ГЭС	335	6	2010
9	Чебоксарская ГЭС	44/78	1/17	1370
10	Саратовская ГЭС	11/54/60/66	1/2/12/9	1433
11	Зейская ГЭС	215/225	2/4	1330
12	Нижнекамская ГЭС	35/78	1/15	1205

⁴⁴² Фактически данные об объемах экспорта/импорта из/в России по Группе «Интер РАО» в 2022 году не подлежат раскрытию.

13	Загорская ГАЭС	200	6	1200
14	Воткинская ГЭС	100/110/115	3/1/6	1100
15	Чиркейская ГЭС	250	4	1000
	Итого:			39607
Атомные электростанции:				
1	Балаковская АЭС	1000	4	4000
2	Ленинградская АЭС	500/1187,634/1188,151	4/1/1	4375,785
3	Курская АЭС	500	6	3000
4	Смоленская АЭС	500	6	3000
5	Калининская АЭС	1000	4	4000
6	Нововоронежская АЭС	208/209/500/1180,3/1180,983	1/1/2/1/1	3778,283
7	Кольская АЭС	220	8	1760
8	Ростовская АЭС	1000/1030,269/1041,65	2/1	4071,919
9	Белоярская АЭС	600/885	1/1	1485
	Итого:			29470,987
Возобновляемые источники энергии (ВЭС, СЭС):				
1	Усть-Коскинская СЭС	-	-	40
2	Оренбургская СЭС	-	-	45
3	Торейская СЭС	-	-	45
4	Светлинская СЭС			55
5	Яшкульская СЭС	-	-	58,5
6	Сорочинская СЭС	-	-	60
7	Фунтовская СЭС	-	-	60
8	Ахтубинская СЭС	-	-	60
9	Малодербетовская СЭС	-	-	60
10	Самарская СЭС-2	-	-	75
11	Аршанская СЭС			115,6
12	Старомарьевская СЭС	-	-	100
13	Ульяновская ВЭС-2	3,6	14	50,4
14	Старицкая ВЭС	4,2	12	50,4
15	Кармалиновская ВЭС	2,5	24	60
16	Медвеженская ВЭС	2,5	24	60
17	Манланская ВЭС	4,2	18	75,6
18	Холмская ВЭС	4,2	21	88,2
19	Излучная ВЭС	4,2	21	88,2
20	Котовская ВЭС	4,2	21	88,2
21	Азовская ВЭС	3,465	26	90,09
22	Сулинская ВЭС	3,8	26	98,8
23	Каменская ВЭС	3,8	26	98,8
24	Гуковская ВЭС	3,8	26	98,8
25	Казачья ВЭС	4,2	24	100,8
26	Сальнская ВЭС	4,2	24	100,8
27	Целинская ВЭС	4,2	24	100,8
28	Марченковская ВЭС	2,5	48	120

29	Бондаревская ВЭС	2,5	48	120
30	Адыгейская ВЭС	2,5	60	150
31	Берестовская ВЭС	2,5	24	60
32	Кольская ВЭС	3,55	57	202,35
33	Кочубеевская ВЭС	2,5	84	210
	Итого:			2886,34
	Итого (общее):			111048,327

В таблице 2 представлены основные тепловые (14 шт.), гидравлические (15 шт.), атомные (9 шт.) электростанции и ВИЭ (33 шт.).



Рисунок 1 – Структура установленных мощностей Российской Федерации

На рисунке 1 структура установленных мощностей в Российской Федерации представлена следующим образом: тепловые электростанции составляют 35,2%, атомные электростанции – 26,5%, гидравлические электростанции - 35,7%, ВИЭ – 17%.

8.2. Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Таблица 3 - Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Годы		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ввод в эксплуатацию энерг-их мощностей (МВт)		6289,76	4019,2	7597,0	4852,5	4293,9	3904,8	5023,2	3174,85	2027,0	2802,8	1610,7
В т.ч	ТЭС	3951,36	3183,7	5525,8	3746,45	2912,0	3317,3	2234,6	1048,47	652,56	299,8	1172,0
	ГЭС	1338,4	835,5	1001,2	100	170,6	393	215,5	346,0	166,85	73	26,4
	АЭС	1000	-	1070	880	1195,4		2217,9	1250,98	70	1188,2	-
	ВИЭ (СЭС, ВЭС)	-	-	-	126,05	15,9	194,5	355,2	529,4	1207,59	1241,8	412,3
Вывод из эксплуатации и энерг-их мощностей (МВт)		1927,35	783,98	1868,9	2422,74	3880,2	1551,97	2033,9	1850,16	3464,02	1906,9	972,2
В т.ч	ТЭС	1927,15	783,98	1868,6	2422,49	3455,6	1488,42	965,8	1836,16	2309,72	906,9	972,2
	ГЭС	-	-	-	-	7,6	63,0	63,0	2,0	154,3	-	-
	АЭС	-	-	-	-	417,0	-	1000	12,0	1000	1000	-
	ВИЭ (СЭС, ВЭС)	0,2	-	-	0,25	-	0,55	5,1	-	-	-	-

Ввод и вывод генерирующих мощностей на электростанциях Российской Федерации осуществлялся в течение всего периода с 2012 по 2022 гг. (Таблица 3).

8.3. Электрические сети

8.3.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 4 – Системообразующий сетевой комплекс

№	Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 1000 кВ	817,60
2	ЛЭП напряжением 750 кВ	2 891,47
3	ЛЭП напряжением 500 кВ	43 782,64
4	ЛЭП напряжением 330 кВ	13 900
5	ЛЭП напряжением 220 кВ	105 078,68
	Всего	166 470,91

В настоящее время системообразующие линии электропередач Российской Федерации представлены ЛЭП напряжением 1000 кВ, 750 кВ, 500 кВ, 330 кВ, 220 кВ (Таблица 4).

Таблица 5 - Системообразующие электрические подстанции

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 1150 кВ	2	1 046,6
2	ПС напряжением 750 кВ	9	26 333,5
2	ПС напряжением 500 кВ	123	136 381,5
3	ПС напряжением 400 кВ	1	4 759,1
4	ПС напряжением 330 кВ	77	36 549,5
5	ПС напряжением 220 кВ	731	179 089,9
	Всего	943	384 160,18

Системообразующие электрические подстанции Российской Федерации представлены ПС напряжением 1150 кВ, 750 кВ, 500 кВ, 400 кВ, 330 кВ, 220 кВ, суммарная трансформаторная мощность составляет 384160,18 МВт, количество – 943 шт. (Таблица 5).

8.3.2. Распределительный электросетевой комплекс

Таблица 6 - Распределительные ЛЭП

№	Распределительные ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 110 кВ	259 118,81
2	ЛЭП напряжением 35 кВ	162 988,10
3	ЛЭП напряжением 6-10 кВ	1 015 425,72
4	ЛЭП напряжением 0,4 кВ	856 096,95
	Всего	2 293 629,58

Распределительные ЛЭП представлены ЛЭП напряжением 110 кВ, 35 кВ, 6-10 кВ, 0,4 кВ. Общая протяженность составляет – 22936296,58 км (Таблица 6).

Таблица 7 - Распределительные электрические подстанции

№	Распределительные электрические подстанции (ПС, ТП, РП)	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
3	Напряжением 110 кВ	7 143	247 809,9
4	Напряжением 35 кВ	7 355	49 075,6
5	Напряжением 6-10 кВ	539 805	148 105,4
	Всего	554 303	444 990,87

Распределительные электрические подстанции представлены ПС, ТП, РП, напряжением 110 кВ, 35 кВ, 6-10 кВ (Таблица 7). Общее количество составляет 23192 шт. Общая трансформаторная мощность составляет 444990, 87 МВА.

9. Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 8 - Межгосударственные линии электропередачи

№ п/п	Зарубежное государство	№ МГЛЭП с зарубежным государством	МЭС	Наименование МГЛЭП	Класс напряжения, кВ
1	Азербайджан	1	Юга	Дербент – Хачмаз	330
2	Азербайджан	2	Юга	Белиджи – Ялама	110
3	Абхазия	1	Юга	Псоу – Леселидзе (Накадули)	110
4	Абхазия	2	Юга	Псоу – Бзыби (Салхино)	220
5	Беларусь	1	Северо-Запада	Светиловичи – Красная Гора	110
6	Беларусь	2	Северо-Запада	Самотевичи – Лотаки	35
7	Беларусь	3	Северо-Запада	Новосокольники – Полоцк Л-345	330
8	Беларусь	4	Северо-Запада	Рославль – Кричев	330
9	Беларусь	5	Северо-Запада	Смоленская АЭС – Белорусская	750
10	Беларусь	6	Северо-Запада	Витебск – Талашкино	330
11	Беларусь	7	Северо-Запада	Гомель – Новозыбков с отпайкой на ПС Закопытье I цепь	110
12	Беларусь	8	Северо-Запада	Гомель – Новозыбков с отпайками II цепь	110
13	Беларусь	9	Северо-Запада	Гомель – Индуктор с отпайками	110
14	Беларусь	10	Северо-Запада	Рудня – Лиозно	110
15	Беларусь	11	Северо-Запада	Ленино – Ивановка	35
16	Грузия	1	Юга	Центральная – Джавари (ВЛ «Кавкасиони»)	500
17	Грузия	2	Юга	Эзминская ГЭС – Казбеги (ВЛ «Дарьяли»)	110
18	Казахстан	1	Сибири	Экибастузская – Алтай	500
19	Казахстан	2	Сибири	ЕЭК – Рубцовская	500
20	Казахстан	3	Сибири	Рубцовская – Усть-Каменогорская	500
21	Казахстан	4	Сибири	Павлодарская – Кулунда	110
22	Казахстан	5	Сибири	Маралды – Кулунда (Л-125)	110
23	Казахстан	6	Сибири	Щербакты – Кулунда (Л-126/1)	110
24	Казахстан	7	Сибири	Горняк – Жезкент № 1	110
25	Казахстан	8	Сибири	Горняк – Жезкент № 2	110
26	Казахстан	9	Юга	Бузанская – ГНСВ	110
27	Казахстан	10	Юга	Бузанская – Чертомбай с отпайкой на ПС ГНСВ	110
28	Казахстан	11	Юга	Верхний Баскунчак – Суяндук	110

29	Казахстан	12	Юга	Верхний Баскунчак – Сайхин	110
30	Казахстан	13	Юга	Кайсацкая – Джаныбек с отпайками	110
31	Казахстан	14	Юга	Джаныбек – Вишневка	35
32	Казахстан	15	Юга	Джаныбек – Поляковка	10
33	Казахстан	16	Юга	Джаныбек – Вишневка	10
34	Казахстан	17	Урала	Курган – Аврора	500
35	Казахстан	18	Урала	Аврора – Макушино	220
36	Казахстан	19	Урала	Железное – Большое Приютное	110
37	Казахстан	20	Урала	Литейная – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново-Т	110
38	Казахстан	21	Урала	Мамлютка – Петухово-Т с отпайкой на ПС Горбуново-Т	110
39	Казахстан	22	Сибири	Районная – Валиханово	220
40	Казахстан	23	Сибири	Урожай – Мынкуль	220
41	Казахстан	24	Сибири	ЕЭК – Иртышская	500
42	Казахстан	25	Сибири	Аврора – Таврическая	500
43	Казахстан	26	Сибири	Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая	500
44	Казахстан	27	Сибири	Мынкуль – Иртышская	220
45	Казахстан	28	Сибири	Валиханово – Иртышская	220
46	Казахстан	29	Сибири	Юбилейная – Булаево 1ц с отпайкой на ПС Юнино	110
47	Казахстан	30	Сибири	Юбилейная – Булаево 2ц с отпайкой на ПС Юнино	110
48	Казахстан	31	Волги	Ириклинская ГРЭС – Житикара	500
49	Казахстан	32	Волги	Орская – Актюбинская	220
50	Казахстан	33	Волги	Орская – Кимперсай	220
51	Казахстан	34	Волги	Новотроицкая – Ульке	220
52	Казахстан	35	Волги	Акбулакская – Яйсан	110
53	Казахстан	36	Волги	Соль-Илецкая – Чингирлау (участок Соль-Илецкая – Изобильновская, Чингирлау – Изобильновская)	110
54	Казахстан	37	Волги	Илекская – Месторождение	110
55	Казахстан	38	Волги	Киёмбай – Щербаковская с отпайкой на ПС Союзная	110
56	Казахстан	39	Волги	Покровская 2 – Зеленый Дол	35
57	Казахстан	40	Волги	Светлинская – Урожайная	35
58	Казахстан	41	Волги	Чингирлау – Линевка	35
59	Казахстан	42	Волги	ТП-48 – таможенный пост Хобда	10/0,4
60	Казахстан	43	Волги	Степная – Южная	220

61	Казахстан	44	Волги	Кинельская – Уральская с отпайкой на ПС Южная (ВЛ 220 кВ Кинель – Уральская)	220
62	Казахстан	45	Волги	Балаковская АЭС – Степная (ВЛ 220 кВ БАЭС – Степная)	220
63	Казахстан	46	Волги	Озинки – Семиглавый Мар	110
64	Казахстан	47	Волги	Новоузенск – Богатырёво	35
65	Казахстан	48	Волги	Ал.Гай – Казталовка	35
66	Казахстан	49	Волги	Петропавловка – Джаксыбай	35
67	Казахстан	50	Урала	Костанайская – Челябинская (Л-1103)	500
68	Казахстан	51	Урала	Троицкая ГРЭС – Сокол	500
69	Казахстан	52	Урала	Троицкая ГРЭС – Приуральская	220
70	Казахстан	53	Урала	Троицкая районная – Ю.У.рудник	110
71	Казахстан	54	Урала	Ракитная – Баталы с отпайкой на ПС ПТФ	110
72	Казахстан	55	Урала	Карталы районная – Кара-Оба	110
73	Казахстан	56	Урала	Троицкая ГРЭС – Станционная	110
74	Казахстан	57	Урала	Троицкая ГРЭС – Магнай-т	110
75	Казахстан	58	Урала	Троицкая ГРЭС – Еманкино-т	110
76	Казахстан	59	Урала	Магнай-т – Саламат-т	110
77	Казахстан	60	Урала	Бускуль-т – Саламат-т	110
78	Казахстан	61	Урала	Пригородная – Восточная	110
79	Казахстан	62	Урала	Багерная 2 – Строительная	35
80	Казахстан	63	Урала	Шубаркуль – Строительная	35
81	Казахстан	64	Урала	ВЛ 10 кВ Т/п Кайрак – Золотая сопка - Таможня	10
82	Казахстан	65	Урала	Т/п Кайрак – Золотая сопка - Бургистое	10
83	Казахстан	66	Урала	№ 7 Бускуль-т – Центральный карьер	10
84	Казахстан	67	Волги	Светлый – Карашатау	0,4
85	Китай	1	Востока	Благовещенск – Хэйхэ	110
86	Китай	2	Востока	Благовещенск – Айгунь №1	220
87	Китай	3	Востока	Благовещенск – Айгунь №2	220
88	Китай	4	Востока	Амурская – Хэйхэ	500
89	Латвия	1	Северо-Запада	Великорецкая – Резекне, Л-309	330
90	Литва	1	Северо-Запада	Битенай – Советск-330 №1 (ВЛ-325)	330
91	Литва	2	Северо-Запада	Круонио ГАЭС – Советск-330 (Л-447)	330

92	Литва	3	Северо-Запада	О-5 Советск – Пагегяй (Л-104)	110
93	Литва	4	Северо-Запада	О-5 Советск – Пагегяй (Л-105)	110
94	Литва	5	Северо-Запада	Битенай – Советск-330 №2 (ВЛ-326)	330
95	Литва	6	Северо-Запада	О-15 Нестеров – Кибартай (Л-130)	110
96	Литва	7	Северо-Запада	Нида – Рыбачий	10
97	Монголия	1	Сибири	Селендума – Дархан I цепь (С-257)	220
98	Монголия	2	Сибири	Селендума – Дархан II цепь (С-258)	220
99	Монголия	3	Сибири	Монды – Турта	10
100	Монголия	4	Сибири	ВЛ 0,4 кВ МТП № 11 КПП Боршоо – таможня Боршоо (Монголия)	0,4
101	Монголия	5	Сибири	Хандагайты – Улангом I цепь (С-457) ВЛ 110 кВ Хандагайты – Улангом II цепь (С-458)	110
102	Монголия	6	Сибири	Хандагайты – Таможенный пункт с отпайкой на сомон Давст (Монголия) (28-06)	10
103	Монголия	7	Сибири	Эрзин-Нарын с отпайкой на КПП Арц-Суурь (Монголия) (16-04)	10
104	Монголия	8	Сибири	Оо-Шынаа – сомон Тэс	10
105	Монголия	9	Сибири	Верхний Ульхун – Ульхан-Майхан	10
106	Монголия	10	Сибири	Соловьевск – Эренцав	10
107	Монголия	11	Сибири	ТП № 15-02/4-5 – КПП-Тэс	0,4
108	Украина	1	Центра	Белгород – Змиевская ТЭС (с отпайкой на ПС Лосево)	330
109	Украина	2	Центра	Валуйки – Змиевская ТЭС	330
110	Украина	3	Центра	Шебекино – Лосево	330
111	Украина	4	Центра	Курская АЭС – Североукраинская	750
112	Украина	5	Центра	Курская АЭС – Шостка	330
113	Украина	6	Центра	Курская АЭС – Сумы Северная	330
114	Украина	7	Центра	Суджа – Сумы	110
115	Украина	8	Центра	Теткино – Белополье	110
116	Южная Осетия	1	Юга	Северный портал – Джава	110
117	Южная Осетия	2	Юга	Северный Портал – Нижний Рук	110
118	Финляндия	1	Северо-Запада	Выборгская – Кюми (ЛЛН-1)	400

119	Финляндия	2	Северо-Запада	Выборгская – Юлликкяля (ЛЛн-2)	400
120	Финляндия	3	Северо-Запада	Выборгская – Юлликкяля (ЛЛн-3)	400
121	Финляндия	4	Северо-Запада	Кайтакоски ГЭС-4 – Ивало (Л-82)	110
122	Финляндия	5	Северо-Запада	Светогорская ГЭС-11 – Иматра (Иматра-1)	110
123	Финляндия	6	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны МАПП Брусничное	0,4
124	Финляндия	7	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны МАПП Светогорск	20
125	Финляндия	8	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны МАПП Лотта	20
126	Финляндия	9	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны МАПП Суоперя	0,4
127	Финляндия	10	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны ПУП Инари	0,4
128	Финляндия	11	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны ПУП Кописелька	5
129	Финляндия	12	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны ПУП Ристилаhti	0,4
130	Финляндия	13	Северо-Запада	Электроснабжение от Финляндской стороны ПУП Хаапаваара	5
131	Эстония	1	Северо-Запада	Кингисепская - Балтии №2 (ВЛ-373)	330
132	Эстония	2	Северо-Запада	Балти – Кингисепская (Л-374)	330
133	Эстония	3	Северо-Запада	Псков – Тарту Л-358	330
134	Норвегия	1	Северо-Запада	Борисоглебская ГЭС 8 – Киркинес (Л-225)	154
135	Норвегия	2	Северо-Запада	Борисоглебская ГЭС-8 – Норвежский пограничный пункт	0,4
136	Норвегия	3	Северо-Запада	Раякоски ГЭС-6 – Норвежский пограничный пункт	0,4

Российская Федерация имеет межгосударственные линии электропередачи с Азербайджаном, Беларусью, Абхазией, Грузией, Казахстаном, Китаем, Латвией, Литвой, Монголией, Украиной, Южной Осетией, Финляндией, Эстонией, Румынией (Таблица 8).

10. Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы

Таблица 9 - Основные технико-экономические показатели энергосистемы Российской Федерации

Годы		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		1054,0	1045,0	1047,4	1049,9	1071,9	1073,7	1091,7	1096,5	1063,7	1131,3	1138,7
В т.ч.	ТЭС	712,2	690,1	691,2	684,0	688,0	682,4	692,4	688,8	630,0	686,6	707,5
	ГЭС	164,6	182,7	175,3	169,9	186,6	187,4	193,7	197,1	214,4	216,3	199,4
	АЭС	177,3	172,2	180,8	195,5	196,6	203,1	204,6	209,0	216,0	222,5	223,7
	ВИЭ (СЭС, ВЭС)	0,0	0,0	0,2	0,5	0,6	0,7	1,0	1,6	3,4	5,9	8,1
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		1037,5	1031,3	1040,4	1036,4	1054,6	1059,7	1076,2	1075,3	1050,4	1107,2	1123,5
Междугосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	Передача (экспорт)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Получение (импорт)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Установленная мощность* (МВт)		228737	233558	240250	243188	244146	246867	250442	252028	251097	252505	253519
В т.ч.	ТЭС	154500	158474	162720	164563	164490	166649	168447	156034	166606	166414	166857
	ГЭС	48923	49770	50817	50969	51199	51583	51792	52209	52271	52440	52591
	АЭС	25314	25315	26384	27194	27977	27962	29180	30347	29461	29649	29648
	ВИЭ (ВЭС, СЭС)	-	-	329	461	478	672	1022	1552	2760	4002	4421
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		157425	147046	154709	147377	151070	151170	151877	151661	150434	161418	158864
Частота в максимум нагрузки ЕЭС России (Гц)		50,00	50,01	50,006	50,00	50,00	50,00	50,01	50,00	50,00	50,02	49,99
Расход ЭЭ на СН эл.станций (млрд.кВт.ч)		65,3	62,4	62,9	63,2	63,7	63,9	65,2	66,9	65,1	69,0	54,5
Расход ЭЭ на произв. Нужды энергосистем (млрд.кВт.ч)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Расход ЭЭ на транспорт в сетях ПАО «Россети» (ЕНЭС,		78,40	76,29	75,23	76,89	79,31	76,02	74,90	71,85	69,42	73,78	75,11

РСК) (млрд. кВт*ч)												
Уд. Расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт.ч)		329,4	321,3	319,8	317,6	315,4	311,2	309,9	311,4	311,4	313,6	314,9
Уд. Расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		145,7	145,1	145,4	146,0	147,6	147,1	146,8	146,8	147,1	147,4	147,0
Расход на уголь	Газ (млрд. м ³)	175,8	171,7	169,3	172,5	175,8	177,0	191,8	180,6	194,9	217,4	214,3
	Мазут (тыс.т)	1996,5	4200,4	1424,0	1409,2	3211,2	1310,6	1353,0	1220,0	1750,0	1250,0	1416,8
	Уголь (млн.т)	132,4	117,1	117,1	119,0	112,1	111,7	112,2	108	101,6	104,2	112,0
Отпуск ЭЭ потребителям (млрд. кВт.ч)		811,2	808,5	806,8	799,8	815,4	816,5	830,2	839,4	827,9	876,9	884,8
Рег.	Промышленность и строительство	321,3	320,2	308,7	314,8	326,5	326,3	331,6	340,6	324,9	345,6	342,6
	Транспорт	68,9	67,4	66,1	63,2	64,0	60,1	64,6	67,7	74,1	79,2	80,8
	Сельское хозяйство	16,2	15,7	15,2	14,8	15,1	15	15,7	17,1	16,6	17,1	17,6
	Непромышленные потребители	158,3	163,1	180,1	176,1	163,9	162,5	160,4	157,6	154,1	161,2	163,7
	Перепродажа электроэнергии	102,9	91,5	80,3	72,9	81,3	90,3	92,4	88,5	85,3	90,3	91,7
	Население и приравненные к нему группы потребителей	143,6	150,6	156,4	158,1	164,7	162,4	165,6	168	173	183,5	188,4
	Средний тариф на ЭЭ (ц/кВт.ч)	7,25	7,77	6,89	4,60	4,49	5,62	5,47	5,6	5,26	5,38	6,14
В	Потребители за исключением населения и приравненных к нему категорий	7,35	7,90	6,99	4,68	4,57	5,77	5,61	5,75	5,42	5,56	6,36

потребителей												
Сельское хозяйство	10,02	10,36	9,12	6,13	6,00	7,45	7,1	6,98	6,47	6,58	7,34	
Добыча полезных ископаемых	6,72	7,25	6,01	3,88	3,82	4,9	4,74	4,96	4,68	4,77	5,64	
Обрабатывающие производства	5,80	6,19	5,56	3,75	3,57	4,58	4,51	4,61	4,45	4,55	5,24	
Другие энергосбытовые компании (перепродажа)	6,59	7,15	6,58	4,47	4,50	5,58	5,49	5,74	5,08	5,2	5,93	
Транспортировка и хранение	8,33	9,56	8,57	5,80	5,64	7,22	6,48	6,17	5,27	5,3	6,05	
В т.ч. электрифицированный железнодорожный транспорт	6,99	9,18	8,58	5,69	5,40	6,51	6,21	4,85	5,06	5,11	5,85	
В т.ч. электрифицированный городской транспорт	9,03	9,75	8,61	5,74	5,69	7,41	7,21	7,54	7,09	7,17	8,06	
Прочие виды экономической деятельности	9,09	9,62	8,55	5,75	5,75	7,37	7,26	7,5	7,13	7,28	8,23	
Население и приравненные к нему категории потребителей (с НДС)	6,82	7,18	6,46	4,29	4,17	5,09	4,96	5,03	4,7	4,72	5,35	
Население городское (с НДС)	7,24	7,65	6,94	4,62	4,46	5,47	5,31	5,39	5,02	5,05	5,74	
Население сельское (с НДС)	5,63	6,04	5,24	3,50	3,52	4,13	4,02	4,06	3,84	3,85	4,25	
Средняя цена топлива (\$/тит)	84,7	95,9	81,7	52	48,8	57,2	55,6	55,2	50,3	52,0	60,3	
В т	Газ	90,9	91,7	105,6	91,3	57,8	63,3	60,6	60,5	53,3	54,6	62,2
	Мазут	258	273,1	257,3	222	105,3	122,1	157,1	158,0	102,7	182,3	219,5

ч	Уголь	60,1	60,2	66,1	52,3	35,5	38,0	38,2	38,5	35,5	36,8	46,6
---	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

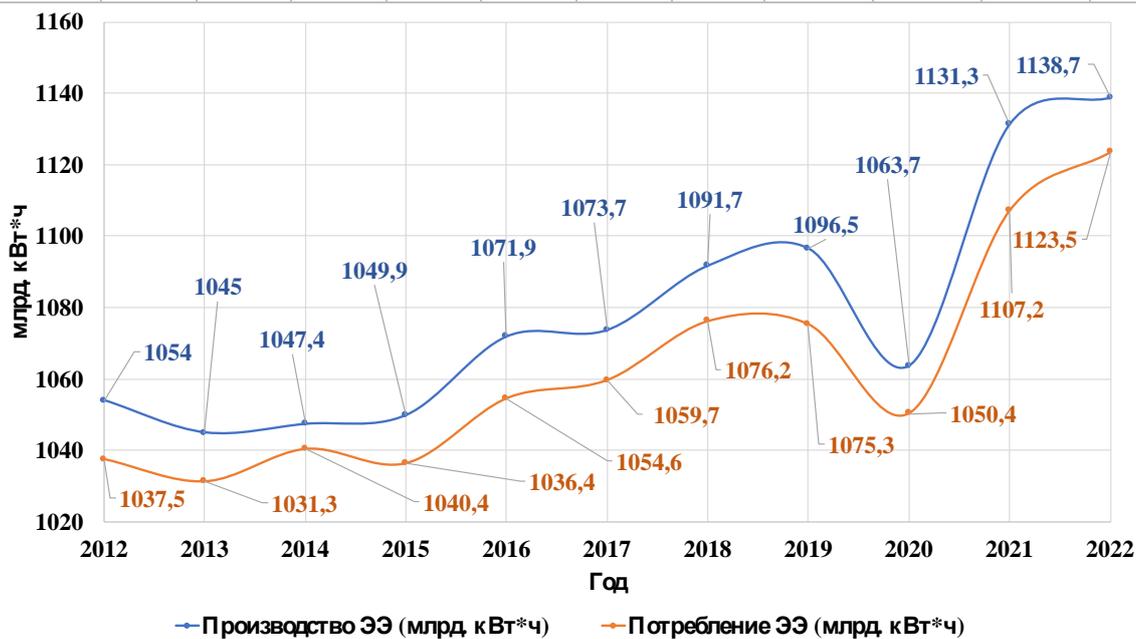


Рисунок 2 - Динамика производства и потребления ЭЭ в Российской Федерации в период за 2012-2022 гг.



Рисунок 3 - Динамика установленной мощности в Российской Федерации в период за 2012-2022 гг.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН

1. Основные характеристики энергосистемы

Электроэнергетика в Республике Таджикистан является составляющей частью промышленного и сельскохозяйственного производства, неотъемлемой частью систем жизнеобеспечения граждан, а также образования, транспорта и телекоммуникации.

Республика Таджикистан обладает потенциальными запасами гидроэнергоресурсов, занимая первое место в мире по удельным запасам на единицу территории. В настоящее время, гидроресурсы обеспечивают более 95% потребностей страны в электроэнергии.

Энергетический сектор играет важнейшую роль в экономическом развитии. Доля энергетических затрат в общем объеме ВВП составляет около 4%⁴⁴³.

Электроэнергетическая система Таджикистана состоит из генерирующих мощностей, включая ГЭС, ТЭЦ, ВИЭ, подстанций, передающих и распределительных сетей.

Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан было образовано согласно Указу Президента Республики Таджикистан от 19 ноября 2013 года №12 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 27.01.2020 г.)⁴⁴⁴ на базе Министерства энергетики и промышленности Республики Таджикистан путем передачи в его полномочия функции политики и регулирования по водным вопросам от упраздненного Министерства мелиорации и водных ресурсов Республики Таджикистан и отделения от бывшего Министерства энергетики и промышленности функций, касающихся промышленности.

Министерство осуществляет свою деятельность в сфере реализации водно-энергетической политики, разработки стратегий, программ и планов по развитию топливно-энергетического комплекса и водных ресурсов, управления, регулирования, проектирования, развития потенциала, государственного контроля, содействия в рациональном использовании и охраны водных ресурсов во взаимодействии с другими государственными органами, местными исполнительными органами государственной власти, общественными и международными организациями.

Министерство также осуществляет руководство и государственный контроль и надзор в сферах энергетики и безопасности гидротехнических сооружений через свои структурные подразделения — Государственная служба по надзору в сфере энергетики и Служба по государственному надзору в сфере безопасности гидротехнических сооружений.

В области электроэнергетики Министерство осуществляет свою деятельность в сферах:

⁴⁴³ https://www.mewr.tj/?page_id=106

⁴⁴⁴ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31489422&show_di=1

- разработки и реализации государственной политики и нормативно – правового регулирования;
- взаимодействия с другими государственными органами, местными исполнительными органами государственной власти, общественными и иными организациями;
- разработки стратегий, программ, концепций, планов развития, и их реализации;
- разработки и утверждения правил, необходимых для осуществления энергоснабжения из возобновляемых источников энергии;
- выдача разрешительных документов на выполнения отдельных видов электроэнергетических работ;
- определения подходов по освоению возобновляемых источников энергии, расположенных на территории республики, их учет, а также учет установок по использованию возобновляемых источников энергии;
- и других функций, возложенных на него Положением Министерства.

Открытая Акционерная Холдинговая Компания «Барки Точик» — государственная национальная энергетическая компания Республики Таджикистан.

Основной целью ОАХК «Барки Точик» является производство, транспортировка, передача, распределение и продажа электро и теплоэнергии преимущественно на местном рынке в Таджикистане. Компания занимается вопросами эксплуатации электрических станций и сетей Республики, выработкой, передачей, распределением и реализацией электрической и тепловой энергии в государстве. Также является держателем, переданного правительством Таджикистана пакета акций акционерных обществ, действующих в области электроэнергетики, а также осуществляет право владения, пользования, распоряжения имуществом предприятий и учреждений, переданных в её управление.

В области строительства и проектирования, поставки оборудования и материалов компания поддерживает партнерские отношения более чем с 12 странами. Компания также осуществляет торговлю электричеством с соседними странами.

По импорту и экспорту электроэнергии имеет рыночные отношения с соседними государствами такими как Кыргызская Республика, Республика Узбекистан и Афганистан⁴⁴⁵.

⁴⁴⁵ <http://www.barqitajik.tj/about/index.php>

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Основными документами, регламентирующими работу электроэнергетической отрасли, являются:

- Конституция Республики Таджикистан⁴⁴⁶;
- Закон Республики Таджикистан № 33 от 29 ноября 2000 года «Об энергетике» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 19.07.2022 г.)⁴⁴⁷;
- Закон Республики Таджикистан «Об инвестициях» № 1299 от 15 марта 2016 года (в редакции от 02.08.2018 г.)⁴⁴⁸;
- Закон Республики Таджикистан от 17 мая 2004 года № 37 «О лицензировании отдельных видов деятельности» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 04.07.2020 г.)⁴⁴⁹;
- Закон Республики Таджикистан от 25 декабря 2015 года № 1269 «О проверках деятельности хозяйствующих субъектов» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 15.03.2023 г.)⁴⁵⁰;
- Закон Республики Таджикистан № 587 от 12 января 2010 года «Об использовании возобновляемых источников энергии» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 19.07.2022 г.)⁴⁵¹;
- Закон Республики Таджикистан от 19 сентября 2013 года № 1018 «Об энергосбережении и энергоэффективности» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 19.07.2022 г.)⁴⁵²;
- Постановление Правительства Республики Таджикистан от 4 июня 1997 года №267 «О развитии малой энергетики Республики Таджикистан»⁴⁵³;
- Постановление Правительства Республики Таджикистан № 95 от 4 марта 2003 года⁴⁵⁴;
- Постановление Правительства Республики Таджикистан № 449 от 31 августа 2022 «О тарифах на электрическую и тепловую энергию» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.04.2023 г.)⁴⁵⁵.

⁴⁴⁶ <https://mfa.tj/ru/main/tadzhikistan/konstitutsiya>

⁴⁴⁷ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30514166

⁴⁴⁸ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=84794#A4ME0DO4EZ

⁴⁴⁹ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30444930

⁴⁵⁰ https://continent-online.com/Document/?doc_id=37835485#sub_id=450000

⁴⁵¹ https://continent-online.com/Document/?doc_id=30582921#pos=0;200

⁴⁵² https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31480243

⁴⁵³ http://www.adlia.tj/show_doc.fwx?rgn=6452

⁴⁵⁴ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=5887

⁴⁵⁵ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=34860689

3. Реформирование (реструктуризация) электроэнергетики и формирование национальных электроэнергетических рынков

В 2011 году Правительство Республики Таджикистан издало Постановление № 431, «Об индивидуальном плане реструктуризации ОАХК «Барки Точик»⁴⁵⁶. Данный документ, подчеркивает приверженность правительства к реформам и озадачивает министерства и ведомости к активным действиям⁴⁵⁷.

При поддержке Азиатского банка развития в ноябре 2012 года началась реализация проекта Технического Содействия «Улучшение операционной деятельности сектора — УОДС».

Начиная с 2012 года, проводилась реструктуризация ОАХК «Барки Точик» в три бизнес-единицы (производство, распределение и передача). Наряду с этим были разработаны руководства по осуществлению различных видов деятельности, проведено разделение активов и обязательств, разделение систем финансовой отчетности и управление диспетчерской службой. Все эти усилия привели к тому, что в 2018 году Правительство РТ приняло Постановление № 234, которое предусматривает создание двух новых юридических лиц (ОАО «Передающие электрические сети» и ОАО «Распределительные электрические сети») на базе существующих юридических лиц в составе ОАХК «Барки Точик».

В 2017 году Правительство РТ приняло новую тарифную политику, которая предусматривает полное возмещение затрат и тарифы, основанные на стоимости услуг. Также была подготовлена тарифная методология, призванная помочь в реализации тарифной политики. В настоящее время данная тарифная методология находится на стадии утверждения.

Республика Таджикистан участвует в проекте CASA-1000. Проект CASA-1000 — это крупнейший энергетический проект Central Asia – South Asia (CASA). Он предполагает строительство трансграничной высоковольтной линии электропередачи (ЛЭП), которая свяжет энергетические системы Кыргызстана и Таджикистана с Афганистаном и Пакистаном. Реализация проекта позволит странам организовать единый рынок электроэнергии и торговать круглый год. Кыргызстан и Таджикистан смогут каждое лето поставлять в южные страны Азии избыточное электричество в объеме 1300 МВт.

Правительство Таджикистана планирует наращивать производство экологически чистой электроэнергии. Посредством реализации Проекта CASA-1000, подключения к Объединенной энергосистеме Центральной Азии, экспорту электроэнергии по существующей линии электропередачи 220 кВ «Сангтуда – Пули-Хумри» в Афганистан, а также новой линии электропередачи 500 кВ, соединяющей две страны, Таджикистан получит инфраструктурные возможности для наращивания своего экспорта⁴⁵⁸.

⁴⁵⁶ http://www.adlia.tj/show_doc.fwx?rgn=115211

⁴⁵⁷ https://www.mewr.tj/?page_id=542

⁴⁵⁸ <https://www.casa-1000.org/ru/tadzhikistan/>

Помимо региональных преимуществ, CASA-1000 открывает новые возможности для электроэнергетического сектора Таджикистана. Доходы от экспорта электроэнергии будут положительно влиять на финансовое состояние национальной энергетической компании, что позволит электроэнергетическим компаниям Таджикистана реконструировать существующую энергетическую инфраструктуру и привлечь финансирование для строительства новой инфраструктуры производства и передачи электроэнергии. Экспортируя чистую электроэнергию в рамках Проекта CASA-1000, Таджикистан также помогает соседним странам сократить производство электроэнергии на ископаемом топливе, оказывая общее положительное влияние на экологическую ситуацию в регионе и во всем мире⁴⁵⁹.

⁴⁵⁹ <https://www.casa-1000.org/ru/tadzhikistan/>

4. Реализация государственной стратегии развития электроэнергетической отрасли на среднесрочную и долгосрочную перспективу

В целях освоения и использования возобновляемых источников энергии на территории Республики Таджикистан и повышение электроэнергообеспечения населения отдаленных и высокогорных районов, повышение экономической и энергетической эффективности вводимых в работу малых электростанций и создание условий по оперативному обслуживанию существующих малых электростанций, их ремонту, а также возможному производству оборудования для МГЭС в Таджикистане, Правительством Республики Таджикистан принято Постановление № 795 от 30 декабря 2015 года о «Программе освоения возобновляемых источников энергии и строительства малых гидроэлектростанций на 2016-2020 годы»⁴⁶⁰.

Постановлением Правительства Таджикистана от 1 ноября 2016 года №392 утвержден «Проект Национальной стратегии развития Республики Таджикистан на период до 2030 года»⁴⁶¹.

Главной целью долгосрочного развития Таджикистана является повышение уровня жизни населения страны на основе обеспечения устойчивого экономического развития, которая характеризует следующие стратегические цели развития:

- обеспечение энергетической безопасности;
- развитие коммуникационных возможностей страны;
- обеспечение продовольственной безопасности и питания;
- расширение продуктивной занятости.

НСР-2030 состоит из трех фаз развития:

1. переход к новой модели экономического развития (2016-2020гг.);
2. быстрое развитие экономики для привлечения инвестиций (2021-2025гг.)
3. ускоренное завершение индустриализации путем увеличения мощностей, в том числе развития науки и инноваций (2026-2030гг.).

⁴⁶⁰ https://www.mewr.tj/?page_id=585

⁴⁶¹ http://www.adlia.tj/show_doc.fwx?rgn=127827

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

В годы независимости в Республике Таджикистан в сфере электроэнергетики было реализовано 20 инвестиционных проектов на общую сумму более 2,0 млрд. долларов США, которые внесли неоценимый вклад в развитии сектора.

Важнейшими достижениями отрасли являются введение в эксплуатацию новых мощностей для выработки электроэнергии, таких как «Сангтудинская ГЭС-1» (670МВт,) «Сангтудинская ГЭС-2» (220МВт) и малые гидроэлектростанции (30МВт), строительство электрических подстанций 500кВ «Душанбе-500», Сугд-500, установка закрытого распределительного устройства с элегазовой изоляцией-500 кВ на Нурекской ГЭС, линия электропередачи 500кВ «Юг- Север» (протяженностью 263,8 км), линия электропередачи 500кВ в районах республиканского подчинения (200км), электрические подстанции 220кВ «Лолазор», «Хатлон», «Айни», «Шахристан», «Шахринав», «Геран-2», «СЭЗ Дангара», установка закрытого распределительного устройства с элегазовой изоляцией-220 кВ на Нурекской и Кайраккумских гидроэлектростанций, линии электропередачи 220 кВ «Лолазор-Хатлон» (53,3 км), «Таджикистан-Афганистан» (116км), «Худжанд-Айни» (83,2км,) «Кайраккум-Ашт» (74км), «Геран-Руми»(78км), «Кайраккум-Сугд» (63,3), «Айни-Рудаки» (95 км), «Сангтуда-СЭЗ Дангара» (16 км) и «Шар-Шар-СЭЗ Дангара» (23 км).

По состоянию на 25 декабря 2018 года, в секторе энергетики Республики Таджикистан реализовывались 10 проектов на общую сумму 1,4 млрд. долл. США, в том числе за счет кредитов на сумму 895,5 млн. долл. США, грантов-493,0 млн.долл.США и вклада Правительства Республики Таджикистан на сумму 35,3 млн.долл.США.

Также еще 1 проект: «Реконструкция Кайраккумской ГЭС». По данным на февраль 2023 года реконструкция Кайраккумской ГЭС на севере Таджикистана выполнена на 80%⁴⁶². Общая стоимость проекта реконструкции этого важного гидроузла в Согдийской области составляет 200 млн долларов. Ожидается, что после ремонта мощность ГЭС увеличится с 126 МВт до 176 МВт. Средняя выработка электроэнергии Кайраккумской гидроэлектростанции увеличится до 38%.

Постановлением Правительства Таджикистана № 358 от 2 сентября 2021 года утверждена «Программа государственных инвестиций на 2021-2025 годы»⁴⁶³.

⁴⁶² <https://tj.sputniknews.ru/20230202/rekonstruktsiya-kayrakkum-ges-tajikistan-1054644794.html>

⁴⁶³ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=135254

6. Реализация государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности

В Республике Таджикистан действует Закон от 19 сентября 2013 года № 1018 «Об энергосбережении и энергоэффективности» (с изменениями и дополнениями по состоянию на 19.07.2022 г.). Настоящий Закон регулирует общественные отношения в области энергосбережения и энергоэффективности, определяет порядок использования топливно-энергетических ресурсов и продукции.

Правовое регулирование в области энергосбережения и энергоэффективности основывается на следующих принципах:

- эффективное и рациональное использование топливно-энергетических ресурсов с учетом производственных, технологических, экологических и социальных условий;
- поддержка и стимулирование использования энергосберегающих и энергоэффективных технологий, материалов и оборудования;
- системность и комплексность проведения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности;
- планирование энергосбережения и повышения энергоэффективности;
- участие физических и юридических лиц в проведении мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности.

На основе директив и норм стандартов Евросоюза, России, Украины и Казахстана были разработаны 8 стандартов в области энергосбережения и возобновляемых источников электрической энергии⁴⁶⁴.

⁴⁶⁴ https://www.mewr.tj/?page_id=569

7. Международное сотрудничество

В целях продвижения политики и практики страны на региональном и международном уровнях, а также обеспечения принятых страной обязательств в рамках двух и многосторонних соглашений, Министерство энергетики и водных ресурсов осуществляет сотрудничество, как на двусторонней основе, так и в рамках многосторонних организаций, в том числе Межгосударственной Водохозяйственной Комиссии Центральной Азии (МКВК), механизма «ООН-Вода», Всемирного Водного Совета (ВВС), Международной Комиссии по большим плотинам (ICOLD), Энергетической Хартии, Электроэнергетического Совета СНГ и других⁴⁶⁵.

Межправительственная комиссия Таджикистан – Пакистан

Комиссия функционирует в качестве площадки для продвижения и развития межстрановых отношений между Республикой Таджикистан и Исламской Республикой Пакистан. Она охватывает широкий спектр актуальных вопросов двустороннего сотрудничества, в том числе основные направления взаимодействия в сферах экономики и торговли, гражданской авиации, промышленности, образования и науки, сельского хозяйства, энергетики, здравоохранения, спорта и туризма, культуры и других сферах народного хозяйства. В рамках комиссии также учреждены несколько межотраслевых совместных рабочих групп, совместная рабочая группа по вопросам энергетики и инфраструктуры, а также совместная рабочая группа по вопросам нефти и газа.

Межправительственная комиссия Таджикистан — Иран

Совместная межправительственная комиссия между обеими странами играет важную роль в развитии двустороннего сотрудничества, являясь эффективным инструментом решения задач, представляющих обоюдный интерес. Благодаря ее работе поэтапно развиваются взаимоотношения в различных секторах народного хозяйства. На заседаниях межправительственной комиссии стороны рассматривают актуальные предложения и вопросы по улучшению сотрудничества в сфере энергетики, мелиорации, экономики, туризма, культуры, спорта, промышленности, здравоохранения и образования.

Межправительственная комиссия Таджикистан – Туркменистан

Совместная таджико-туркменская межправительственная комиссия по торгово-экономическому и научно-техническому сотрудничеству является инструментом решения задач двустороннего сотрудничества в экономической, культурно-гуманитарной, инвестиционной, налоговой и таможенной сферах. Министерство энергетики и водных ресурсов по поручению Правительства Республики Таджикистан со-председательствует также в некоторых двусторонних межправительственных комиссиях.

По данным на 01.01.2023 год в Республике Таджикистан есть 17 межгосударственных линий электропередач с Кыргызской Республикой,

⁴⁶⁵ https://www.mewr.tj/?page_id=621

Республикой Узбекистан и Афганистаном. Напряжение линий электропередачи составляет 500 кВ, 220 кВ, 110 кВ, и 35 кВ.

8. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период с 2012-2022 гг.

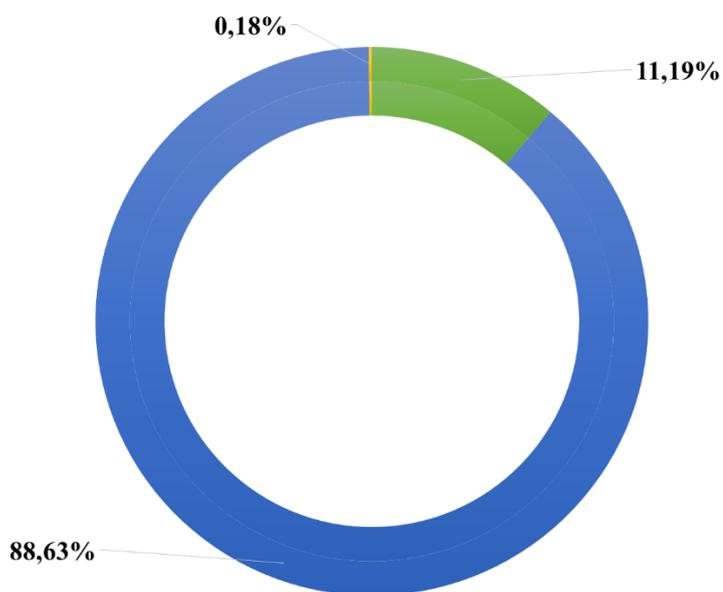
8.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2023 г.)

Таблица 1 - Электростанции Республики Таджикистан

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции:				
1	Душанбинская ТЭЦ	35/42/86	2/1/1	198
2	Яванская ТЭЦ	60	2	120
3	Душанбинская ТЭЦ-2	50/150	2/2	400
Итого:				718
Гидравлические электростанции:				
1	Рагунская ГЭС	400/360	1/1	760
2	Нурекская ГЭС	320/335	1/8	3000
3	Байпазинская ГЭС	150	4	600
4	Каскад Вахшских ГЭС:			
	ГЭС «Сарбанд» (Головная ГЭС)	34/45	3/3	240
	ГЭС «Шаршара» (Перепадная ГЭС)	10,8/8,35	2/1	29,95
	ГЭС «Маркази» (Центральная ГЭС)	7,55	2	15,1
5	Каскад Варзобских ГЭС:			
	Варзоб ГЭС-1	4,75	2	9,5
	Варзоб ГЭС-2	7,2	2	14,4
	Варзоб ГЭС-3	1,76	2	3,52
6	Кайркакумская ГЭС	21		126
7	Сангтудинская ГЭС-1	167,5	4	670
8	Сангтудинская ГЭС-2	110	2	220
Итого:				5688,47
Возобновляемые источники энергии:				
1	Малые ГЭС			11,61
Итого(общее):				6418,08

В таблице 1 представлены основные тепловые (3 шт), гидравлические (12 шт) станции и ВИЭ (1 шт) Республики Таджикистан. Установленная мощность самой крупной тепловой электростанции составляет 400 МВт

(Душанбинская ТЭЦ-2), гидравлической электростанции – 3000 МВт (Нурекская ГЭС). Суммарная установленная мощность составляет 6418,08 МВт.



■ Тепловые электростанции ■ Гидравлические электростанции ■ ВИЭ

Рисунок 1 – Структура установленных мощностей Республики Таджикистан

На рисунке 1 структура установленных мощностей Республики Таджикистан представлена следующим образом: гидравлические электростанции – 88,63 %, тепловые электростанции – 11,19 %, ВИЭ – 0,18 %.

8.2. Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Таблица 2 - Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Годы	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ввод в экс-ию энер-их мощ-ей (МВт)	-	-	210	-	300	-	360	400	-	-	-
В т.ч.	ТЭС	-	-	100	-	300	-	-	-	-	-
	ГЭС (выше 25 МВт)	-	-	110	-	-	-	360	-	-	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из экс-ции энер-их мощ-ей (МВт)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Ввод генерирующих мощностей в Республике Таджикистан осуществлялся в 2014, 2016, 2018, 2019 годах (Таблица 2).

8.3. Электрические сети

8.3.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 3 – Системообразующий сетевой комплекс

№	Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км) ⁴⁶⁶
1	ЛЭП напряжением 500 кВ	678,853
2	ЛЭП напряжением 220 кВ	1266,555
Итого:		1945,408

В настоящее время системообразующие линии электропередач Республики Таджикистан представлены ЛЭП напряжением 500 кВ и 220 кВ (Таблица 3).

Таблица 4 – Системообразующие электрические подстанции

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 500 кВ	3	3906
2	ПС напряжением 220 кВ	11	3029
Итого:		14	6935

Системообразующие электрические подстанции представлены ПС напряжением 500 кВ, 220 кВ (Таблица 4). Общее количество составляет 14 шт, суммарная трансформаторная мощность составляет 6935 МВА.

⁴⁶⁶ Общая протяженность линий с учетом 189,053 км ЛЭП 500 кВ и 308,612 км ЛЭП 220 кВ, которые в данный момент функционируют в энергосистеме Республики Таджикистан, но не находятся на балансе ОАХК «Барки Точик»

8.3.2. Распределительный сетевой комплекс

Таблица 5 – Распределительные ЛЭП

№	Распределительные ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 220 кВ	795,962
2	ЛЭП напряжением 110 кВ	3085,968
3	ЛЭП напряжением 35 кВ	2489,25
4	ЛЭП напряжением 20-10-6 кВ	21984,346
Итого:		283555,526

Распределительные ЛЭП представлены линиями электропередач напряжением 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ, 20-10-6 кВ (Таблица 5).

Таблица 6 – Распределительные электрические подстанции

№	Распределительные электрические подстанции	Количество	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 220 кВ	18	2559,3
2	ПС напряжением 110 кВ	181	4992,84
3	ПС напряжением 35 кВ	224	1845,31
Итого:		423	9397,45

Распределительные электрические подстанции в Республике Таджикистан представлены ПС напряжением 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ (Таблица 6). Суммарная трансформаторная мощность составляет 9397,45 МВА.

9. Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 7 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи

№	Страна	Наименование ЛЭП	Наименование подстанций начала и конца ЛЭП	Напряжение (кВ)	Общая длина (км)	Длина по террит. гос-ва (км)	Пропускная способность (МВА)
1	Кыргызская Республика	Л-А-КБ	Канибадам- Айгульташ	220	53,2	34,3	-
2	Кыргызская Республика	Л-З-А	Зумрат- Айгульташ	110	20,8	4,4	-
3	Кыргызская Республика	Л-П-С	Пролетарск-Самат	110	30,6	7,487	-
4	Кыргызская Республика	Л-ХБ-А	Ходжа-Бакирган-Арка	110	7	1,87	-
5	Кыргызская Республика	Л-Л-Л	Ленинабад-Лейлек	35	32,8	19,2	-
6	Кыргызская Республика	Л-С-О	Самаркандык- Октябрьская	35	12,55	12,175	-
7	Кыргызская Республика	Л-Ш-С	Щураб-Самаркандык	35	4,5	2,25	-
8	Кыргызская Республика	Л-П-С	Пролетарск-Сулюкта	35	29,4	11,2	-
9	Республика Узбекистан	Л-507	Регар-Гузар	500	257	22	-
10	Республика Узбекистан	Л-508	Регар-Сурхан	500	162	22	-
11	Республика Узбекистан	Л-Р-Г	Регар-Гульча	220	48	19,5	-
12	Республика Узбекистан	Л-Р-Д	Регар-Денау	220	49	24,9	-
13	Республика Узбекистан	Л-20-С-1Д	Сугд-Сыр Дарьинская ГРЭС	220	12	10	-
14	Республика Узбекистан	Л-20-УС1,2	Узловая – Сыр Дарьинская ГРЭС - СУД	220	5	4,9	-
15	Республика Афганистан	Л-Г-А1	Герань-Аганистан-1	220	190	23	-
16	Республика Афганистан	Л-Г-А2	Герань-Афганистан-2	220	190	23	-
17	Республика Афганистан	Л-115	Герань-Кундуз	110	75	25,85	-

Республика Таджикистан имеет межгосударственные линии электропередач с Республикой Узбекистан, Кыргызской Республикой и Афганистаном (Таблица 7).

10. Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 8 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		16,8	16,9	16,3	16,9	17,0	17,9	19,5	20,5	19,6	20,4	21,2
В т.ч.	ТЭС	0,05	0,04	0,2	0,3	0,6	1,0	1,3	1,5	1,7	1,7	1,5
	ГЭС (выше 25 МВт)	16,7	16,9	16,1	16,6	16,4	16,9	18,2	19,0	17,9	18,7	19,7
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	0,049	0,005	0,01	0,008	0,007	0,006	0,008	0,006	0,005	-	-
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		16,1	15,9	14,9	15,6	15,7	16,6	17,2	17,6	18,1	18,0	18,7
Межгосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	Передача (экспорт)	0,066	0,94	1,31	1,33	1,32	1,29	2,37	2,88	1,49	2,41	2,5
	Получение (импорт)	0,6114	-	0,012	0,007	0,013	0,012	0,56	0,29	0,37	-	-
Установленная мощность (МВт)		5134	5136	5346	5346	5646	5646	5646	6406	6406	6406	6406
В т.ч.	ТЭС	318	318	318	418	418	718	718	718	718	718	718
	ГЭС (выше 25 МВт)	4816	4818	4928	4928	4928	4928	4928	5688	5688	5688	5688
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	11,4	11,4	11,4	11,4	11,61	11,61	11,61	-	-	-	-
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		3111	2993	3048	3106	3177	3099	3425	3530	3435	3433	3572
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд. кВт·ч)		0,04	0,032	0,051	0,067	0,102	0,140	0,187	0,212	0,237	0,239	0,231
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд. кВт·ч)		0,003	0,004	0,004	0,009	0,013	0,018	0,045	0,027	0,037	0,041	0,037
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд. кВт·ч)		2,43	2,5	2,7	2,65	2,73	2,8	3,091	3,16	3,627	4,89	4,77
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		388,4	260,2	441,8	333,7	581,4	377,7	386,1	396,7	377,9	372,4	368,1
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		199,7	198,2	237,3	219,7	364,4	212,1	203,2	191,2	186,8	185,9	186,3
В т.ч.	Газ (млрд. м ³)	0,008	-	-	-	-	-	0,036	0,108	0,193	0,209	0,161
	Мазут (тыс. т.н.т)	21,60	25,18	16,01	20,95	19,72	20,7	28,4	23,0	0,474	2,8	14,5
	Уголь (млн.т)	0,002	0,0031	0,095	0,173	0,374	0,659	0,85	0,926	1,026	0,991	0,876
Полезный отпуск ЭЭ (млрд. кВт·ч)		13,6	13,4	12,0	12,8	12,8	13,5	13,78	14,1	14,42	-	-
В т.ч.	Промышленность	6,1	5,1	4,1	4,3	4,5	4,2	4,19	4,643	4,06	-	-
	Транспорт	0,014	0,014	0,006	0,009	0,007	0,011	0,007	0,008	0,008	-	-
	Сельское хозяйство	2,2	2,62	1,9	2,0	2,2	2,9	3,35	3,18	2,26	-	-
	Коммунально-бытовые потребители	3,8	4,5	4,6	4,9	4,8	4,9	5,57	5,81	6,70	-	-
	прочие	1,5	1,6	1,4	1,6	1,4	1,5	0,66	0,67	1,39	-	-
Средний тариф на ЭЭ (ц/кВт·ч)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
В т.ч.	Промышленность	6,17	6,67	6,41	5,16	4,69	4,9	4,67	5,68	5,34	-	-
	Население	2,2	2,3	2,2	1,8	1,7	1,7	1,65	2,12	2,20	-	-
Средняя цена топлива (\$/тут)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
В т.ч.	Газ	369,5	-	-	-	-	-	151,2	143,1	150,0	177,9	151,3
	Мазут	740,8	806,65	795,4	748,5	744,5	727,5	470,8	537,0	496,5	455,1	496,7
	Уголь	62,3	58,55	-	28,48	22,12	29,04	19,84	21,28	22,5	21,74	23,56

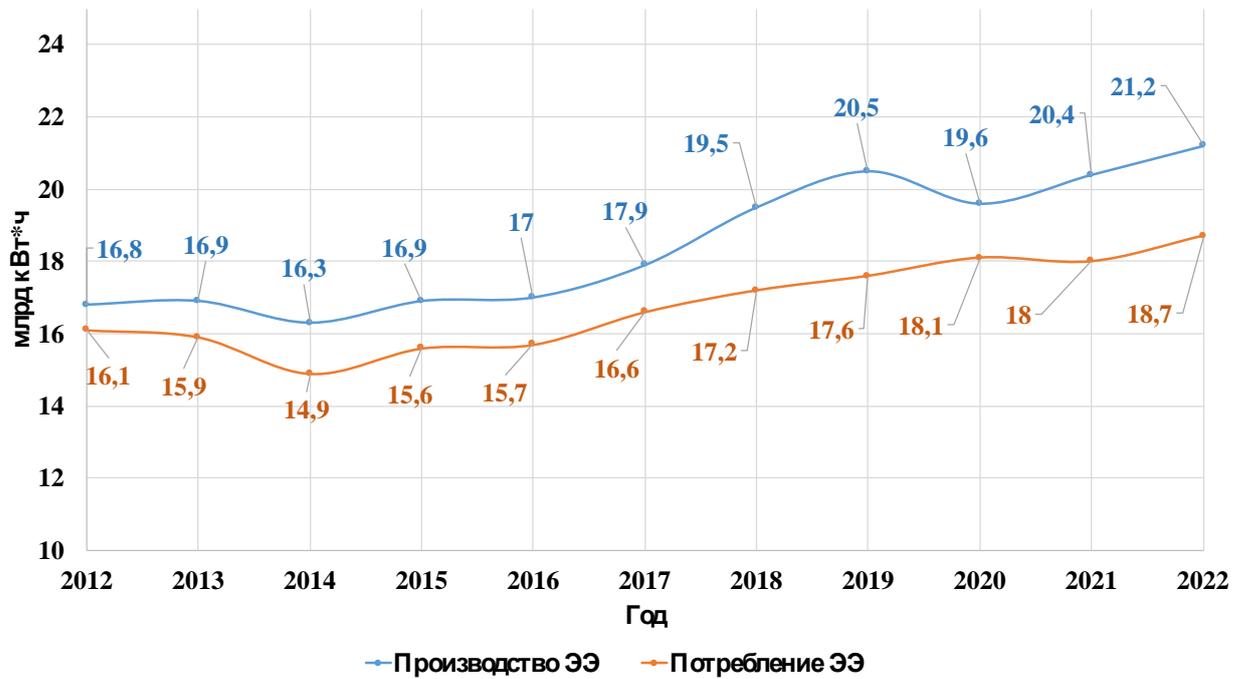


Рисунок 2 - Динамика производства и потребления электроэнергии в Республике Таджикистан в период за 2012-2022 гг.

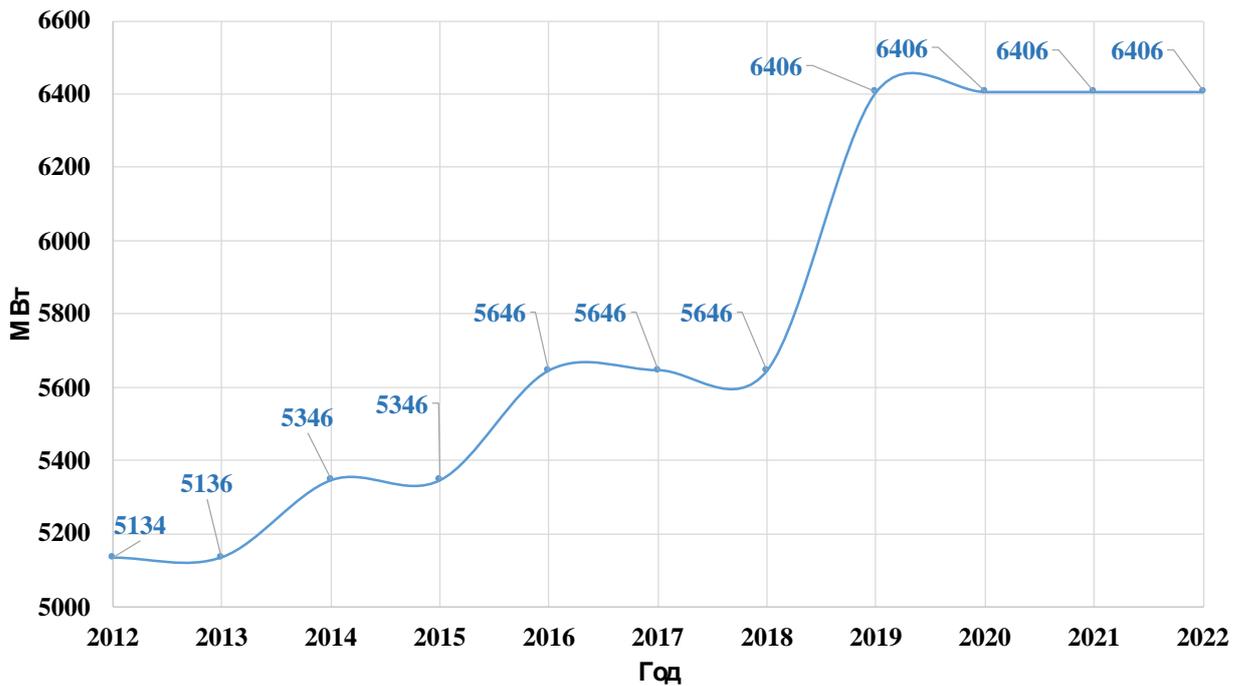


Рисунок 3 - Динамика установленной мощности в Республике Таджикистан в период за 2012-2022 гг.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

1. Основные характеристики энергосистемы

Одним из важнейших условий развития для Республики Узбекистан является экономическая стабильность страны, которая в немалой степени зависит от достижения энергобезопасности. Стабильная энергетическая политика дает основу для повышения конкурентоспособности национальной экономики. В связи с этим в электроэнергетической отрасли в настоящее время реализуются структурные преобразования процессов модернизации и диверсификации.

Министерство энергетики Республики Узбекистан и входящие в его структуру организации осуществляют государственное регулирование процессов производства, передачи, распределения и потребления электрической и тепловой энергии, угля, а также добычи, переработки, транспортировки, распределения, реализации и использования нефти, газа и продуктов их переработки⁴⁶⁷.

Перед Министерством энергетики поставлен ряд задач, в числе которых:

- регулирование энергетического сектора;
- осуществление соглашений о разделе продукции и надзор за их соблюдением - привлечения частного капитала в процессы добычи и производства энергоресурсов;
- развития ГЧП (государственно-частного партнерства);
- совершенствование тарифной политики для содействия формированию конкурентной бизнес-среды, увеличение и диверсификации производства энергоресурсов;
- внедрение современного корпоративного управления в энергетическом секторе, в том числе с учетом предложения Всемирного банка, предусматривающего оптимизацию производственных процессов.

Особенность технологического процесса производства, распределения и потребления электроэнергии обуславливает необходимость сохранения централизованного управления с входящими в состав министерства акционерными обществами «Тепловые электрические станции», «Национальные электрические сети Узбекистана» и «Региональные электрические сети», которые представляют собой сложный производственный комплекс, обеспечивающий выполнение проектных, строительного-монтажных и наладочных работ в совокупности с ремонтно-эксплуатационным обслуживанием основного и вспомогательного оборудования электрических станций и сетей.

Реализация электрической энергии потребителям республики осуществляется четырнадцатью территориальными распределительно-сбытовыми предприятиями электрических сетей, функционирующими в

⁴⁶⁷ <https://minenergy.uz/ru/lists/view/10>

каждом территориальном образовании в качестве акционерных обществ в составе.

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Основные законы Республики Узбекистан, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. Закон Республики Узбекистан «О соглашениях о разделе продукции» от 07.12.2001 г. №ЗРУ - 312-П⁴⁶⁸;
2. Закон Республики Узбекистан «О недрах» от 13.12.2002 г. №ЗРУ - 444-П⁴⁶⁹;
3. Закон Республики Узбекистан «Об электроэнергетике» от 30.09.2009 г. № ЗРУ-225⁴⁷⁰;
4. Закон Республики Узбекистан «Об акционерных обществах и защите прав акционеров» от 06.05.2014 г. № ЗРУ – 370⁴⁷¹;
5. Закон Республики Узбекистан «Об использовании возобновляемых источников энергии» от 21.05.2019 г. № ЗРУ-539⁴⁷²;
6. Закон Республики Узбекистан «О внесении изменений и дополнений в закон Республики Узбекистан «о рациональном использовании энергии» от 14.07.2020 г. № ЗРУ-628⁴⁷³.

Основные постановления и распоряжения Правительства Республики Узбекистан, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. Постановление Кабинета Министров «Об утверждении Положения об Агентстве атомной энергетики при Кабинете Министров Республики Узбекистан» от 13.08.2018г. №653⁴⁷⁴;
2. Постановление Кабинета Министров «Об утверждении Положения о Министерстве энергетики Республики Узбекистан» от 09.02.2019г. №108⁴⁷⁵;
3. Постановление Кабинета Министров «Об утверждении состава членов Коллегии Министерства энергетики Республики Узбекистан» от 06.05.2019г. №377⁴⁷⁶;
4. Постановление Кабинета Министров «О мерах по организации деятельности Инспекции по контролю за использованием нефтепродуктов и газа при Министерстве энергетики Республики Узбекистан и деятельности Инспекции по контролю в электроэнергетике при Министерстве энергетики Республики Узбекистан» от 24.06.2019г. №520⁴⁷⁷;

⁴⁶⁸ <http://lex.uz/docs/1352>

⁴⁶⁹ <http://lex.uz/docs/77646>

⁴⁷⁰ <http://lex.uz/docs/1521175>

⁴⁷¹ <http://lex.uz/docs/2382411>

⁴⁷² <http://lex.uz/docs/4346835>

⁴⁷³ <https://lex.uz/docs/4895655>

⁴⁷⁴ <http://lex.uz/docs/3864617>

⁴⁷⁵ <http://lex.uz/docs/4203394>

⁴⁷⁶ <http://lex.uz/docs/4322376>

⁴⁷⁷ <http://lex.uz/docs/4386292>

5. Постановление Кабинета Министров «Об изменении цен и тарифов на топливно-энергетические ресурсы» от 30.07.2019г. № 633⁴⁷⁸;
6. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан «Об утверждении правил технической безопасности в эксплуатации электрооборудования» от 9 октября 2020 г., № 638⁴⁷⁹;
7. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан «Об утверждении положения о внебюджетном межотраслевом фонде энергосбережения при министерстве энергетики республики Узбекистан» от 9 октября 2020 г., № 640⁴⁸⁰;
8. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан «Об утверждении правил технической эксплуатации электрооборудования потребителей и правил безопасности при эксплуатации электрооборудования потребителей» от 11 ноября 2020 г., № 712⁴⁸¹;
9. Кабинет Министров принял постановление от 31.08.2021 г. № 555 «Об утверждении Административного регламента оказания государственных услуг по подключению юридических и физических лиц к электрическим сетям»⁴⁸²;
10. Кабинет Министров принял постановление от 21.09.2022 г. №518 «Об ускорении производства устройств из возобновляемых источников энергии»⁴⁸³;
11. Постановление Кабинета Министров Республики Узбекистан от 18.10.2022 г. № 609 «Об утверждении правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Республики Узбекистан»⁴⁸⁴.

⁴⁷⁸ <https://lex.uz/ru/docs/4453961>

⁴⁷⁹ <https://lex.uz/docs/5039792>

⁴⁸⁰ <https://lex.uz/docs/5046929>

⁴⁸¹ <https://lex.uz/docs/5091762?otherlang=3>

⁴⁸² <https://lex.uz/docs/5614095>

⁴⁸³ <https://lex.uz/docs/6201421>

⁴⁸⁴ <https://lex.uz/docs/6241308>

3. Реформирование (реструктуризация) электроэнергетики и формирование национальных электроэнергетических рынков

Важным шагом в реформировании электроэнергетики стало создание Министерства энергетики Республики Узбекистан, образованное в соответствии с Указом Президента страны от 01.02.2019 г. № УП-5646 «О мерах по коренному совершенствованию системы управления топливно-энергетической отраслью Республики Узбекистан»⁴⁸⁵.

В 2019 году произведена коренная реструктуризация АО «Узбекэнерго» с целью реформирования энергетической отрасли, инициированного Президентом страны. На базе АО «Узбекэнерго» организованы три акционерных общества: «Тепловые электрические станции», «Национальные электрические сети Узбекистана» и «Региональные электрические сети». Целью этой реорганизации является переход на современные методы организации производства, транспортировки, распределения и сбыта электрической энергии.

На базе территориальных филиалов газоснабжения АО «Узтрансгаз» было создано АО «Худудгазтаъминот» по эксплуатации газораспределительных сетей и поставке природного и сжиженного газа населению и объектам социальной сферы.

В структуру Министерства энергетики были переданы некоторые органы государственного управления, которые раньше находились в системе Кабинета Министров Республики:

- Агентство по развитию атомной энергетики – «Узатом»;
- Инспекция по контролю за использованием нефтепродуктов и газа (ранее – Государственная инспекция по контролю за использованием нефтепродуктов и газа);
- Инспекция по контролю в электроэнергетике (ранее – Государственная инспекция по надзору в электроэнергетике).

При Министерстве энергетики создан Проектный офис, который работает с международными финансовыми институтами. Привлечены международные эксперты, имеющие большой опыт в реформировании энергетических отраслей различных стран.

Экспертами разработана Концепция, включающая последовательный переход на оптовый конкурентный рынок электроэнергии, с прохождением трёх этапов в период 2021–2025 годы. На первом этапе предусмотрена либерализация электроэнергетических предприятий и получение лицензий частными (независимыми) производителями, желающими продавать вырабатываемую электроэнергию. В ходе второго этапа будет создан единый оператор системы распределения электроэнергии, а функции по продаже электроэнергии потребителям постепенно будут переданы поставщикам. Потребители получают возможность приобретать электроэнергию через торговую онлайн-платформу или через любого поставщика. Третий этап –

⁴⁸⁵ <https://lex.uz/ru/docs/4188806>

«Внутридневные (почасовые) продажи». В соответствии с ним, на плановой основе на торговой площадке будет осуществляться онлайн купля-продажа избыточных или дефицитных объёмов почасового производства и потребления электроэнергии.

Одним из шагов на пути к рыночным отношениям в энергетической отрасли стала реализация проектов генерации, в т. ч. ВИЭ, на принципиально новой для энергетики Узбекистана модели – государственно-частного партнёрства (ГЧП)⁴⁸⁶. В настоящее время она стала основой практически для всех строящихся и планируемых электростанций. Ввод новых электростанций, в т. ч. тепловых (ТЭС), солнечных фотоэлектрических (ФЭС), ветровых (ВЭС), во многом является примером рыночных перемен, которые происходят в энергетическом секторе страны. Проекты на основе ГЧП проводятся на тендерной, т. е. конкурентной рыночной основе, при этом техническое содействие для привнесения лучшего международного опыта в проведении тендеров оказывают, в частности, Международная финансовая корпорация, входящая в Группу Всемирного банка, Азиатский банк развития, Европейский банк реконструкции и развития.

Продолжаются работы по совершенствованию нормативно- правовой базы отрасли. В частности, активно ведётся работа по экспертизе разработанных проектов – Закона Республики Узбекистан «Об электроэнергетике» (работа над ним велась совместно с экспертами Европейского банка реконструкции и развития и Всемирного банка), Указа Президента Узбекистана «О дополнительных мерах по реформированию электроэнергетики», Постановления Правительства Узбекистана «Об утверждении Кодекса магистральных электрических сетей».

⁴⁸⁶ <https://minenergy.uz/ru/news/view/1461>

4. Реализация государственной стратегии развития электроэнергетической отрасли на среднесрочную и долгосрочную перспективу

В конце апреля 2020 года Правительством утверждена «Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы», разработанная Министерством энергетики Республики Узбекистан совместно с причастными министерствами, ведомствами, а также международными консультантами. Стратегическая цель документа – обеспечение населения и экономики Узбекистана электроэнергией по конкурентоспособным ценам, развитие сбалансированного энергетического сектора, охватывающего лучшие мировые практики и современные тенденции в мировой электроэнергетике⁴⁸⁷. В Концепции предусмотрены приоритетные мероприятия, направленные на: модернизацию и реконструкцию существующих электростанций, а также строительство новых с использованием энергоэффективных технологий производства электроэнергии; совершенствование систем учета электроэнергии; развитие возобновляемых источников энергии, особенно солнечной энергии; правовые реформы по совершенствованию тарифной политики и обеспечению перехода на оптовый рынок.

Запланировано, что к 2030 году необходимо:

- увеличить мощности с 12,9 ГВт до 29,3 ГВт, а производство электроэнергии с 63,6 млрд кВт·ч до 120,8 млрд кВт·ч;
- сократить потребления природного газа с 16,5 млрд кубометров до 12,1 млрд кубометров;
- снизить потери при передаче электроэнергии до 2,35% и потери при распределении - до 6,5% (в 1,85 раза меньше уровня 2019 года).

⁴⁸⁷

<https://review.uz/post/pravitelstvo-utverdilo-koncepciyu-obespecheniya-respubliki-uzbekistan-elektricheskoy-energiy-na-2020-2030>

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

В соответствии с Постановлением Президента Республики Узбекистан от 28 декабря 2020 года ПП-4937 «О мерах по реализации Инвестиционной программы Республики Узбекистан на 2021 - 2023 годы», АО «Национальные электрические сети Узбекистана» в 2021 году реализует 5 крупных инвестиционных проектов на общую сумму 601,7 млн. долл. с участием средств международных финансовых институтов. За январь-ноябрь 2021 года за счёт иностранных инвестиций под гарантию Правительства освоено 50,39 млн. долл.⁴⁸⁸

Согласно утвержденной программе реконструкции и модернизации электрических сетей: в целях развития и модернизации магистральных электрических сетей проводится ряд работ. По результатам международных тендеров, с учетом сэкономленных в рамках проектов средств, в 2022 году из всех источников финансирования ожидалось освоение средств в размере 89,8 млн долларов. Включая:

- Иностранные инвестиционные фонды — 64,4 млн долларов;
- Собственные средства АО «НЭС Узбекистана» — 25,4 млн долларов США.

В частности, всего за январь-декабрь 2022 года из всех источников финансирования освоено 112,5 млн долларов (125,2 % от плана)

Одним из основных приоритетных вопросов развития электроэнергетики Узбекистана является развитие генерирующих мощностей в таких направлениях, как теплоэлектростанции (ТЭС), атомная энергетика, возобновляемые источники энергии (ВИЭ) с привлечением прямых иностранных инвестиций.

Прорабатываются крупные инвестиционные проекты с целью увеличения генерирующих мощностей энергосистемы в период до 2030 года. В их числе:

1. строительство энергоэффективных тепловых генерирующих мощностей общим объемом около 15 ГВт;
2. строительство современных ПГУ комбинированного цикла производства электроэнергии общей мощностью около 9.5 ГВт (на Сырдарьинской, Навоийской, Талимарджанской, Тахиаташской, Туракурганской ТЭС и др.);
3. строительство регулирующих мощностей на базе манёвренных газопоршневых установок, авиационных ГТУ, современных накопительных систем электроэнергии общей мощностью около 3.2 ГВт (на Сырдарьинской, Ташкентской ТЭС, Мубарекской ТЭЦ и др.);
4. строительство новых объектов ВИЭ (солнечных, ветровых и гидроэлектростанций) совокупной мощностью более 8400 МВт, в целях увеличения удельной доли ВИЭ в общем объеме генерации до 25%.

⁴⁸⁸ <https://www.uzbekistonmet.uz/ru/lists/view/1702>

5. строительство АЭС мощностью 2 400 МВт.

6. Реализация государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности

В соответствии с принятыми актами Президента Республики Узбекистан в полномочия Министерства энергетики входит внедрение современных энергоэффективных и энергосберегающих технологий в государственных органах и организациях, а также осуществление мониторинга эффективности потребления энергоресурсов.

Для реализации указанных задач в структуре Министерства энергетики функционируют Инспекция по контролю в электроэнергетике при Министерстве энергетики (Узэнергоинспекция).

При этом, основными задачами и функциями Узнефтегазинспекции в сфере повышения энергоэффективности и ресурсосбережения являются:

- осуществление государственного контроля за соблюдением требований нормативно-правовых актов в отраслях экономики, начиная с процессов добычи углеводородного сырья до производства готовой продукции, а также за реализацией мероприятий по сокращению и обеспечению ее рационального использования в отраслях экономики и социальной сфере;
- участие в разработке и реализации государственных энергосберегающих программ в отраслях экономики, контроль за их исполнением, оценка энергетической эффективности, а также координация работ по проведению энергетических обследований и экспертиз потребителей нефти, газа, газового конденсата и продуктов их переработки;
- внедрение энергосберегающих технологий в энергетической отрасли, участие в ускорении процессов по повышению энергоэффективности на предприятиях и оказание практической помощи в рамках полномочий инспекции.

Узэнергоинспекция активно участвует в разработке концепций и государственных программ развития базовых отраслей экономики, подготовке предложений по повышению их энергоэффективности и снижению энергоемкости на основе системного изучения мировых тенденций снижения энергоемкости и эффективного использования электрической и тепловой энергии, а также угля, определением перспективных направлений использования возобновляемых источников энергии для выпуска конкурентоспособной продукции и подготовке предложений по организации их производства в республике.

Утверждено Постановление Президента Республики Узбекистан от 22.08.2019г. №ПП-4422 «Об ускоренных мерах по повышению энергоэффективности отраслей экономики и социальной сферы, внедрению энергосберегающих технологий и развитию возобновляемых источников энергии».

7. Международное сотрудничество

Республика Узбекистан имеет межгосударственные линии электропередачи с Республиками Казахстан, Таджикистан, Туркменистан, Кыргызской Республикой и Афганистаном. Межгосударственные ЛЭП имеют напряжение 500 кВ, 220 кВ и 110 кВ.

Республика Узбекистан является членом Электроэнергетического Совета СНГ (ИК ЭЭС СНГ).

8. Электрические сети

8.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 1 – Системообразующий сетевой комплекс

№	Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 500 кВ	2390,2
2	ЛЭП напряжением 220 кВ	8037,2
3	ЛЭП напряжением 110 кВ	945,1
4	ЛЭП напряжением 35 кВ	41,7
Итого:		11414,2

В настоящее время системообразующие линии электропередач Республики Узбекистан представлены ЛЭП напряжением 500 кВ и 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ (Таблица 1).

Таблица 2 – Системообразующие электрические подстанции

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 500 кВ	7	7540,0
2	ПС напряжением 220 кВ	70	17381,0
3	ПС напряжением 110 кВ	7	383,3
4	ПС напряжением 35 кВ	1	5,0
Итого:		85	25309,3

Системообразующие электрические подстанции представлены ПС напряжением 500 кВ, 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ (Таблица 2). Общее количество составляет 85 шт, суммарная трансформаторная мощность составляет 25309,3 МВА.

9. Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 3 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи

№	Страна	Наименование ЛЭП	Наименование подстанций начала и конца ЛЭП	Напряжение (кВ)	Общая длина (км)	Длина по террит. гос-ва (км)	Пропускная способность (МВА)
1	Узбекистан-Казахстан	Л-501	ИЭС «Ташкент» - ПС «Чимкент»	500	111,6	12,7	1645
2	Узбекистан-Казахстан	Л-Феруза	ИЭС «Феруза» - ПС «Мактаарал»	110	37,2	15,2	72
3	Узбекистан-Казахстан	Л-2-Ч	ТЭС «Ташкент» - ПС «Чимкент»	220	117,4	14,58	342
4	Узбекистан-Казахстан	Л-2-Д	ТЭС «Ташкент» - ПС «Джилга»	220	110,5	12,7	342
5	Узбекистан-Туркменистан	Л-512	ПС «Сердар» - ПС «Каракул»	500	369,4	58,5	1645
6	Узбекистан-Туркменистан	Л-К-Ч	ПС «Каракул» - ПС «Чоржуй»	220	67,4	44,4	301
7	Узбекистан-Таджикистан	Л-508	ПС «Регар» - ПС «Гузор»	500	163,0	141,0	1645
8	Узбекистан-Таджикистан	Л-Р-Д	ПС «Регар» - ПС «Денов»	220	49,3	27,88	301
9	Узбекистан-Таджикистан	Л-Р-Г	ПС «Регар» - ПС «Гулча»	220	47,95	28,45	301
10	Узбекистан-Афганистан	Л-Ноибобод-1	ПС «Сурхон» - ПС «Ноибобод»	220	150,0	43,3	449
11	Узбекистан-Афганистан	Л-Ноибобод-2	ПС «Сурхон» - ПС «Ноибобод»	220	150,1	43,2	449
12	Узбекистан-Кыргызстан	Л-504	ПС «Лочин» - ПС «Датка»	500	92,7	54,8	1645
13	Узбекистан-Кыргызстан	Л-Кр-Ю	ПС «Кристалл» - ПС «Юлду»	220	64,5	46,6	301
14	Узбекистан-Кыргызстан	Л-Торобоев-прав.лев	ПС «Торобоев» - ПС «Лочин»	220	87,6	52,0	218
15	Узбекистан-Кыргызстан	Л-Фотон-Фозилмон	ПС «Фотон» - ПС «Фозилмон»	220	59,3	35,9	218

10. Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 4 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		52,94	54,55	55,56	57,53	59,00	60,70	62,82	63,57	66,42	70,30	74,30⁴⁸⁹
В т.ч.	ТЭС, ТЭЦ	46,09	48,64	49,27	50,29	51,49	52,14	56,31	56,41	60,75	-	-
	ГЭС	6,65	5,70	6,07	6,82	6,86	7,95	5,92	6,51	5,03	-	-
	ВИЭ (ветровая установка)							0,002	0,001	0,009	-	-
	прочие	0,194	0,210	0,219	0,418	0,618	0,607	0,588	0,618	0,633	-	-
Потребление ЭЭ (ресурс предприятий территориальных электрических сетей) (млрд кВт·ч)		42,27	48,58	49,67	50,90	51,87	54,67	57,25	52,72	56,00	60,48	62,4⁴⁹⁰
Межгосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	Передача (экспорт)	8,60	8,11	7,22	6,81	6,77	7,59	9,03	8,16	8,63	-	-
	Получение (импорт)	7,93	7,23	6,44	5,52	5,28	6,95	9,33	9,65	11,27	-	-
Средний тариф на ЭЭ (цент США/кВт*ч)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
В т.ч.	Средний тариф	-	-	-	-	-	5,9	3,0	3,8	4,2	-	-
	Население	-	-	-	-	-	5,9	2,5	3,0	3,1	-	-
	Отдельные категории потребителей	-	-	-	-	-	5,9	4,0	4,4	4,7	-	-
	Прочие юридические лица	-	-	-	-	-	5,9	2,5	4,0	4,7	-	-
Средняя цена топлива (\$/тут)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
В т.ч.	Природный газ для населения	-	-	-	-	-	45,42	34,19	37,07	32,58	30,87	-
	Природный газ для теплоснабжающих организаций	-	-	-	-	-	45,42	64,10	64,39	56,59	53,62	-
	Природный газ для АГНКС	-	-	-	-	-	45,42	85,46	97,55	85,74	81,25	-
	Природный газ для отдельных категорий потребителей	-	-	-	-	-	45,42	106,83	97,55	85,74	81,25	-
	Природный газ для прочих юридических лиц	-	-	-	-	-	45,42	64,10	64,39	56,59	53,62	-

⁴⁸⁹ <https://minenergy.uz/ru/news/view/2612>

⁴⁹⁰ <https://minenergy.uz/ru/news/view/2612>

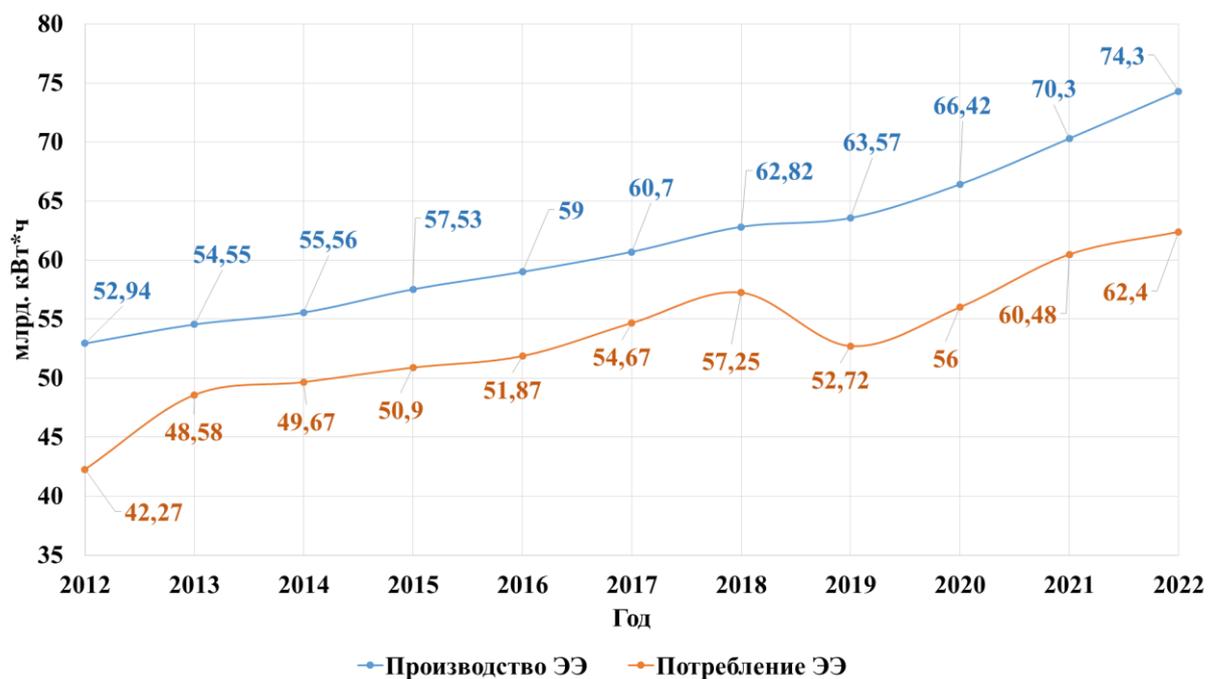


Рисунок 1 – Динамика производства и потребления электроэнергии в Республике Узбекистан в период за 2012-2022 гг.