



Исполнительный комитет
Электроэнергетического Совета СНГ

Электроэнергетика
государств-участников СНГ
за 2015-2025 гг.



Москва, 2026

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 энергосистем государств-участников СНГ за период 2015-2025 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 2015-2025 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,
sem@energo-cis.org

Оглавление

Введение	3
Производство электроэнергии.....	4
в государствах-участниках СНГ за 2015-2025 гг.....	4
Производство электроэнергии тепловыми электростанциями в государствах-участниках СНГ в 2015-2025 гг.	6
Производство электроэнергии гидроэлектростанциями	8
в государствах-участниках СНГ в 2015-2025 гг.	8
Производство электроэнергии атомными электростанциями	10
в государствах-участниках СНГ в 2015-2025 гг.	10
Производство электроэнергии возобновляемыми источниками энергии	11
в государствах-участниках СНГ в 2015-2025 гг.	11
Потребление электроэнергии	13
в государствах-участниках СНГ в 2015-2025 гг.	13
Межгосударственные перетоки - выдача и прием электроэнергии	15
в государствах-участниках СНГ в 2015-2025 гг.	15
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ	18
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ.....	51
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ.....	75
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН	119
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ.....	151
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ.....	171
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ ТАДЖИКИСТАН	207
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН	229

Введение

Электроэнергетический Совет СНГ (далее – ЭЭС СНГ) создан межправительственным Соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики СНГ от 14 февраля 1992 года. Совет является межправительственным отраслевым органом Содружества Независимых Государств.

В состав ЭЭС СНГ входят руководители соответствующих органов государственной власти и национальных электроэнергетических компаний государств – участников, которые наделяются государствами соответствующими полномочиями.

ЭЭС СНГ в своей деятельности руководствуется Уставом Содружества Независимых Государств, международными договорами в рамках СНГ, прежде всего в сфере электроэнергетики, а также Решениями Совета глав государств и Совета глав правительств СНГ.

Работа Исполнительного комитета Электроэнергетического Совета СНГ (далее – ИК ЭЭС СНГ) концентрируется на вопросах подготовки документов, обеспечивающих функционирование ЭЭС СНГ.

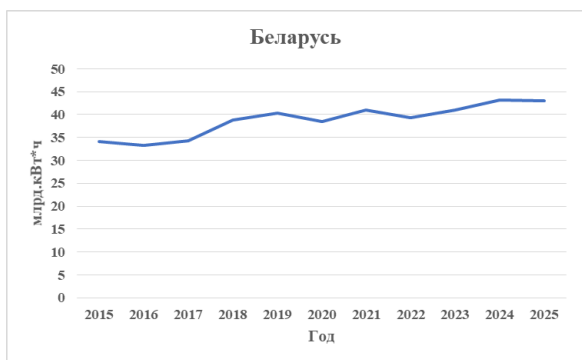
Нормативные правовые акты и другие документы, принятые в рамках Содружества и ЭЭС СНГ, определяют основные направления деятельности ЭЭС СНГ и его Исполнительного комитета. Например: обеспечение параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ; формирование общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ; разграничение балансовой принадлежности и обслуживание межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем государств – участников СНГ; обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ, организация единого метрологического пространства, энергоэффективность, энергосбережение и развитие возобновляемой энергетики, формирование единого информационного пространства в области энергетики государств – участников СНГ; повышение квалификации специалистов электроэнергетической отрасли государств – участников Содружества и проведение Международных соревнований персонала энергосистем стран СНГ по профессиональному мастерству; международное сотрудничество.

Проведено 68 заседаний 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.

Председатель Исполнительного комитета Т.В. Купчиков

Производство электроэнергии в государствах-участниках СНГ за 2015-2025 гг.

											(млрд. кВт*ч)
Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Азербайджан	22,52	22,66	22,21	22,95	23,81	23,46	25,49	26,66	26,93	26,12	26,24
Армения	7,8	7,3	7,8	7,8	7,6	7,7	7,7	8,91	8,5	8,9	9,2
Беларусь	34,1	33,3	34,3	38,8	40,3	38,52	41,00	39,35	41,08	43,19	43,03
Казахстан	90,8	94,1	102,4	106,8	106,0	108,1	114,4	112,86	112,8	117,9	123,1
Кыргызстан	12,971	13,055	15,376	15,687	15,079	15,380	15,081	13,838	13,813	14,722	15,403
Россия	1049,9	1071,9	1073,7	1091,7	1096,5	1063,7	1131,3	1138,7	1151,66	1198,40	1183,94
Таджикистан	16,9	17,0	17,9	19,5	20,5	19,6	20,4	21,2	21,7	22,2	23,7
Узбекистан	59,1	60,3	60,7	62,8	63,6	66,4	71,3	74,3	78,0	81,5	84,8

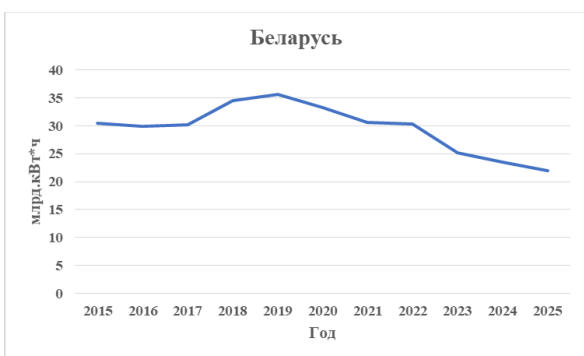




Производство электроэнергии тепловыми электростанциями в государствах-участниках СНГ в 2015-2025 гг.

(млрд. кВт*ч)

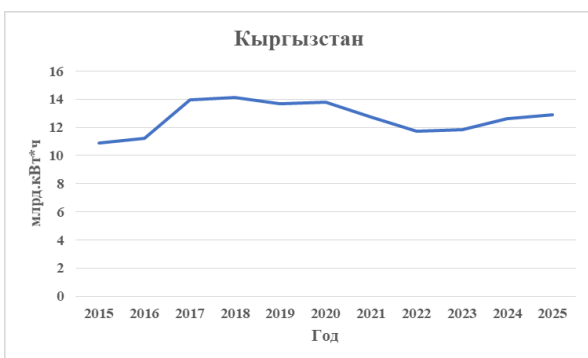
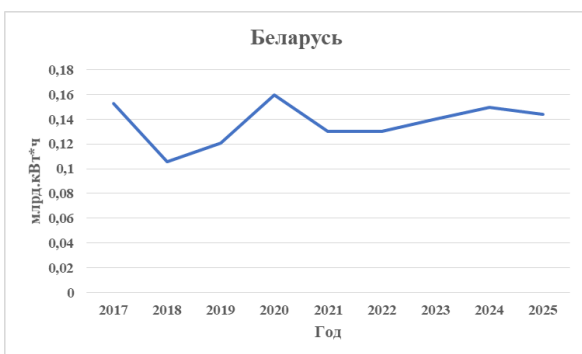
Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Азербайджан	20,9	20,7	20,45	21,16	22,23	22,37	24,17	25,02	25,12	22,58	22,70
Армения	2,8	2,6	2,9	3,4	3,0	3,1	3,4	3,9	3,7	3,5	3,4
Беларусь	30,5	29,9	30,21	34,51	35,595	33,30	30,62	30,35	25,18	23,52	21,94
Казахстан	74,1	74,7	82,4	86,8	86,7	85,9	91,1	88,6	87,4	88,4	91,6
Кыргызстан	1,906	1,598	1,243	1,371	1,224	1,399	2,158	1,931	1,788	1,767	2,019
Россия	684,0	688,0	682,4	692,4	688,8	630,0	686,6	707,5	722,33	758,64	752,62
Таджикистан	0,3	0,6	1,0	1,3	1,5	1,7	1,7	1,5	1,2	1,7	1,6
Узбекистан	50,3	51,5	52,1	56,3	56,4	60,7	65,7	66,6	69,6	67,6	67,0





Производство электроэнергии гидроэлектростанциями в государствах-участниках СНГ в 2015-2025 гг.

Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Азербайджан	1,6	1,9	1,73	1,7	1,5	1,02	1,22	1,51	1,523	2,50	2,48
Армения	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	0,9	1,4	1,13	0,9	1,1	1,3
Беларусь	-	-	0,153	0,106	0,121	0,16	0,13	0,13	0,14	0,15	0,144
Казахстан	8,8	11,1	10,5	9,6	8,8	9,2	8,4	8,3	7,7	10,1	9,3
Кыргызстан	10,880	11,245	13,940	14,102	13,655	13,783	12,750	11,723	11,834	12,615	12,925
Россия	169,9	186,6	187,4	193,7	197,1	214,4	216,3	199,4	202,62	212,26	201,74
Таджикистан	16,6	16,4	16,9	18,2	19,0	17,9	18,7	19,7	20,4	20,5	22,1
Узбекистан	6,1	6,1	7,2	5,2	5,8	4,2	4,2	5,5	5,9	8,1	6,4

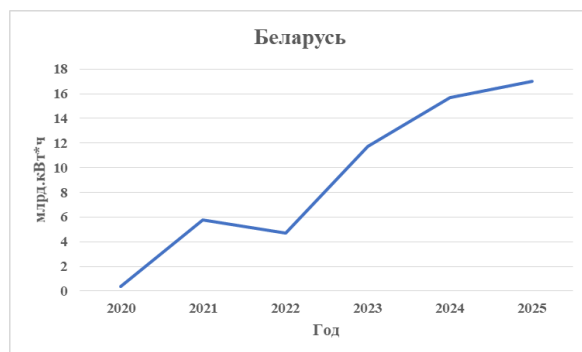




Производство электроэнергии атомными электростанциями в государствах-участниках СНГ в 2015-2025 гг.

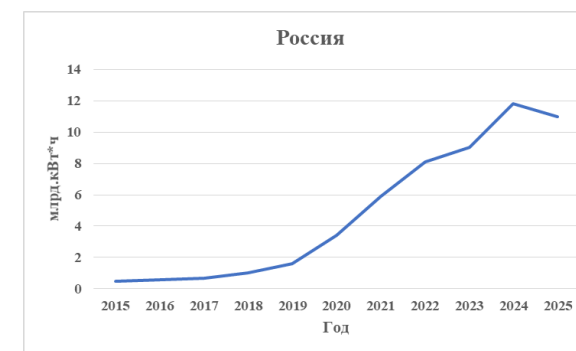
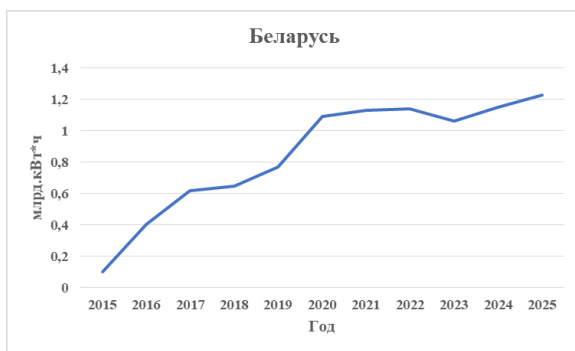
(млрд. кВт*ч)

Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Армения	2,8	2,4	2,6	2,1	2,2	2,8	2,0	2,8	2,7	2,8	2,9
Беларусь	-	-	-	-	-	0,34	5,78	4,69	11,73	15,69	16,98
Россия	195,5	196,6	203,1	204,6	209,0	216,0	222,5	223,7	217,7	215,72	218,62



Производство электроэнергии возобновляемыми источниками энергии в государствах-участниках СНГ в 2015-2025 гг.

Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Азербайджан	0,0124	0,06	0,05	0,055	0,07	0,041	0,094	0,13	0,285	1,04	1,06
Армения	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,1	1,5	1,6
Беларусь	0,1	0,4	0,617	0,646	0,77	1,09	1,13	1,14	1,06	1,15	1,226
Казахстан	0,6	0,9	1,1	1,3	3,1	1,9	4,2	5,0	6,7	7,5	8,7
Кыргызстан	0,184	0,211	0,225	0,214	0,200	0,198	0,173	0,184	0,191	0,339	0,459
Россия	0,5	0,6	0,7	1,0	1,6	3,4	5,9	8,1	9,01	11,79	10,96
Таджикистан	0,008	0,007	0,006	0,008	0,006	0,005	-	-	-	-	-
Узбекистан	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	1,4	1,6	4,9	10,5

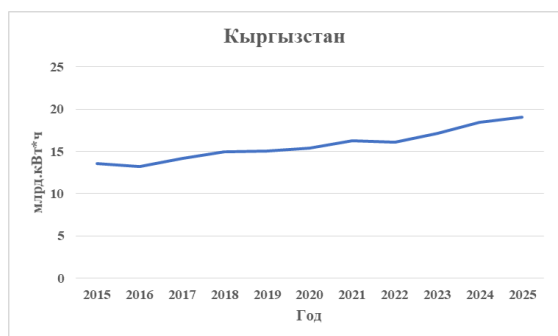
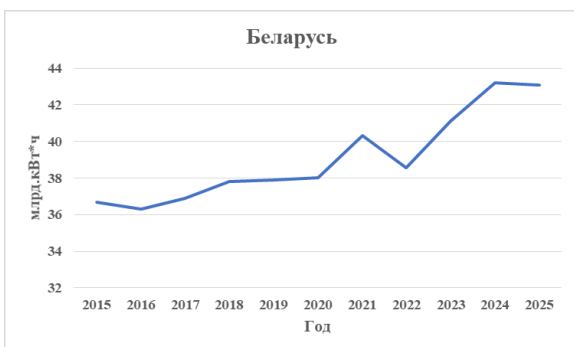
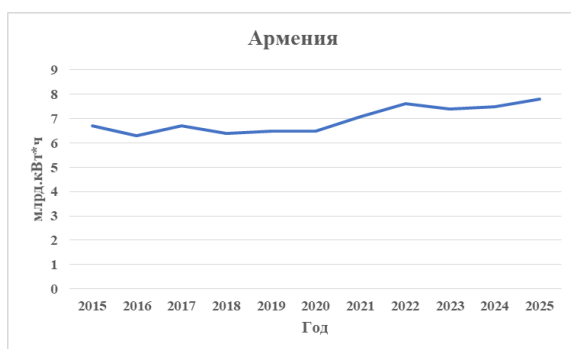




Потребление электроэнергии в государствах-участниках СНГ в 2015-2025 гг.

(млрд. кВт*ч)

Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Азербайджан	22,37	21,68	21,74	22,63	22,45	22,44	23,6	23,80	23,9	24,9	25,1
Армения	6,7	6,3	6,7	6,4	6,5	6,5	7,1	7,63	7,4	7,5	7,8
Беларусь	36,7	36,3	36,9	37,8	37,9	38,02	40,31	38,57	41,11	43,22	43,07
Казахстан	90,9	92,3	97,9	103,2	105,2	107,4	113,9	112,94	115,1	120,0	124,6
Кыргызстан	13,518	13,188	14,163	14,941	15,075	15,426	16,228	16,091	17,165	18,412	19,052
Россия	1036,42	1054,57	1059,69	1076,16	1075,32	1050,42	1107,17	1123,48	1139,28	1191,77	1178,75
Таджикистан	15,6	15,7	16,6	17,2	17,6	18,1	18,0	18,7	19,0	19,9	21,1
Узбекистан	57,8	58,8	60,1	62,8	65,1	69,1	74,8	77,2	79,7	82,6	84,4





**Межгосударственные перетоки - выдача и прием электроэнергии
в государствах-участниках СНГ в 2015-2025 гг.**

Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Азербайджан											
Выдача	0,265	1,1	1,28	1,445	1,491	1,151	1,673	2,997	3,246	1,396	-
Прием	0,107	0,114	0,108	0,131	0,137	0,136	0,152	0,137	0,212	0,177	-
Сальдо	-0,158	-0,986	-1,172	-1,314	-1,354	-1,015	-1,521	-2,86	-3,034	-1,219	-
Армения											
Выдача	1,3	1,2	1,4	1,6	1,2	1,3	0,9	1,4	1	1,5	1,5
Прием	0,2	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,3	0,12	0,1	0,1	0,1
Сальдо	-1,1	-1	-1,1	-1,4	-1,1	-1,2	-0,6	-1,28	-0,9	-1,4	-1,4
Беларусь											
Выдача	3,483	3,298	3,407	4,248	5,398	4,777	5,895	3,903	2,753	2,612	1,71
Прием	6,104	6,319	5,993	3,257	3,060	4,277	5,203	3,123	2,785	2,640	1,75
Сальдо	2,621	3,021	2,586	-0,991	-2,338	-0,5	-0,692	-0,78	0,032	0,028	0,04
Казахстан											
Выдача	1,6	3,1	5,8	4,9	2,3	2,5	2,6	2,1	2,9	3,1	3,9
Прием	1,7	1,7	1,3	1,3	1,6	1,7	2,1	2,2	5,1	5,2	5,4
Сальдо	0,1	-1,4	-4,5	-3,6	-0,7	-0,8	-0,5	0,1	2,2	2,1	1,5
Кыргызстан											
Выдача	0,182	0,198	1,213	0,753	0,269	0,3	0,546	0,55	0,136	0,156	0,294
Прием	0,729	0,331	0	0	0,269	0,353	1,684	2,806	3,476	3,842	3,996
Сальдо	0,547	0,133	-1,213	-0,753	0	0,053	1,138	2,256	3,34	3,686	3,702
Россия											
Выдача	17,5	17,0	17,0	16,7	19,3	11,7	21,8	13,6	10,4	8,5	7,435
Прием	1,5	3,1	6,2	5,1	1,6	1,4	1,6	1,7	1,7	1,9	2,300
Сальдо	-16	-13,9	-10,8	-11,6	-17,7	-10,3	-20,2	-11,9	-8,7	-6,6	-5,135
Таджикистан											
Выдача	1,33	1,32	1,29	2,37	2,88	1,49	2,41	2,5	2,7	2,3	5,3
Прием	0,007	0,013	0,012	0,56	0,29	0,37	-	-	-	-	2,7
Сальдо	-1,323	-1,307	-1,278	-1,81	-2,59	-1,12	-	-	-	-	-2,6
Узбекистан											
Выдача	1,29	1,49	1,85	2,59	2,02	2,67	2,65	2,72	1,96	2,98	4,15
Прием	0	0	1,21	2,58	3,5	5,3	6,23	5,6	4,98	4,09	3,73
Сальдо	-1,29	-1,49	-0,64	-0,01	1,48	2,63	3,58	2,88	3,02	1,11	-0,42

**Электроэнергетика государств-
участников СНГ
за 2015-2025 гг.**

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА АЗЕРБАЙДЖАНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

1. Общая характеристика энергосистемы

Энергетика Азербайджанской Республики - это основа экономики страны, обеспечивающая энергетическую самодостаточность страны и являющаяся не просто источником ресурсов, но и фундаментом макроэкономической устойчивости, стратегической автономии и инструментом укрепления ее роли как надежного поставщика энергии в регионе. Развитие этого сектора экономики всегда было одним из приоритетных направлений экономической и социальной политики государства и из бюджета государства постоянно выделяется достаточно средств для технического перевооружения и строительство новых объектов энергетики.

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 Республики.

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.

Соответствующие органы исполнительной власти (Кабинет Министров, Министерство Экономики, Министерство Энергетики, Тарифный Совет при Министерстве Экономики, Агентство по регулированию энергетических вопросов (AERA/ARERA) и Государственное агентство по альтернативным источникам энергии при Министерстве энергетики) несут ответственность за:

- выдачу специального разрешения на выработку, передачу, распределение и продажу электрической энергии;
- заключение договоров, дающих право в пределах определенной территории на транспортировку и распределение электрической энергии;
- регулирование цен (тарифов) на электрическую энергию;
- демонополизацию деятельности по выработке электрической энергии;
- выдачу специального разрешения на осуществление операций по экспорту и импорту электрической энергии;

- ведение государственного контроля за эффективным, безопасным и надежным производством, транспортировкой, распределением и потреблением энергии;
- определение общих правил и стандартов по выработке, передаче, продаже, распределению электрической энергии, а также по безопасному, надежному строительству электрических и тепловых установок, ведение контроля соблюдения указанных общих правил и стандартов.

Специальное разрешение на выработку, транспортировку и распределение энергии выдается юридическим и физическим лицам, независимо от формы собственности, в порядке, установленном законодательством, путем проведения тендера.



Рисунок 1 - Структурная схема управления Электроэнергетической отраслью Азербайджанской Республики

Системы генерации, передачи электроэнергии, а также соответствующие функции являются составными частями ОАО «Азерэнержи» и его деятельности.

По распоряжению Президента Азербайджанской Республики №1045 от 10.02.2015 распределение электрической энергии по республике осуществляет ОАО «Азеришyg».

Согласно указу Президента Азербайджанской Республики от 23 ноября 2024 года «О совершенствовании управления в сфере электроэнергетики и водоснабжения и регулировании некоторых связанных с этих вопросов» функции Государственного Энергетического Агентства Нахичеванской Автономной Республики, были переданы соответственно ОАО «Азерэнержи» и «Азеришyg»¹.

Инфраструктура передачи электроэнергии в Азербайджане представляет собой развитую сеть высокого напряжения (220-500 кВ), управляемую в основном ОАО «Азерэнержи», обеспечивающую внутреннее потребление и экспорт в соседние страны. Базой служит тепловая генерация, активно модернизируются сети для интеграции возобновляемых источников

¹<https://report.az/ru/energetika/funkcii-gosudarstvennogo-energeticheskogo-agentstva-nahchyvana-budut-peredany-azerenerzhi-i-azerishyg/>

энергии (ВИЭ) и создания коридоров «зеленой энергии» (Каспий-Черное море-Европа).

Решения о строительстве новых объектов передающей сети принимаются ОАО «Азерэнержи» и утверждаются Кабинетом Министров.

Центральное диспетчерское управление ОАО «Азерэнержи» составляет баланс мощности электроэнергии. Регулирование баланса мощности осуществляется с учетом параллельной работы с энергосистемой Российской Федерации.

Центральная диспетчерская служба обеспечивает разработку режима работы электростанций и электросетей высокого напряжения, оперативно подчиненных ОАО «Азерэнержи», а также координацию параллельной работы с электроэнергетическими компаниями других государств. Местная диспетчерская служба отвечает за безопасную, надежную и эффективную работу электрической сети, находящейся на управляемой ей территории. Деятельность центральной и местной диспетчерской службы регулируется соответствующими инструкциями.

Тарифы на электроэнергию рассматриваются Тарифным Советом при Министерстве Экономики Азербайджанской Республики и утверждаются Кабинетом Министров. Основные элементы системы – это дифференцированный тариф (цена растет с увеличением потребления, стимулируя энергоэффективность), фиксированный платеж, тарифы для населения, промышленность и сельское хозяйство, электрозаправочные станции.

Управление межгосударственными сделками осуществляется на основе двухсторонних межправительственных соглашений и заключенных контрактов. Азербайджан является региональным экспортером электроэнергии, осуществляя поставки в Турцию, Грузию, Россию и Иран. Основной объем генерации (более 90%) обеспечивают ТЭС на природном газе. Страна активно развивает «Зеленый энергетический коридор». Основные направления и особенности межгосударственной передачи электроэнергии – это основные партнеры, проекты развития, обмен энергией, динамика. Помимо экспорта, энергосистема Азербайджана работает в режиме параллельного обмена с сопредельными странами (Россия, Грузия, Иран) для обеспечения надежности поставок.

2025 год

Под руководством главы государства проделана и продолжается работа по развитию и реформированию всех отраслей экономики страны, в том числе и в электроэнергетике.

2025 год стал периодом активного перехода Азербайджана к зеленой энергетике с четкими стратегическими целями и привлечением значительных инвестиций для реализации проектов в сфере солнечной и ветровой энергии.

В целом, энергетика Азербайджана в 2025 году характеризуется переходом к более устойчивому энергетическому балансу с акцентом на возобновляемые источники энергии и снижением зависимости от ископаемого

топлива в соответствии с национальными целями и международными обязательствами.

Карабах и Восточный Зангезур, обладающие огромным потенциалом возобновляемых источников энергии, имеют стратегическое значение для создания энергетических объектов по производству экологически чистой энергии. В 2025 году эти работы были продолжены. Только в Карабахе и Восточном Зангезуре при участии руководства страны было открыто 5 малых гидроэлектростанций, общей мощностью 29 МВт, а также завершено строительство еще 4-х малых гидроэлектростанций общей мощностью 29,4 МВт. В совокупности за текущий год на 38 гидроэлектростанциях ОАО «Азерэнержи» в Карабахе и Восточном Зангезуре было произведено 750 миллионов киловатт-часов экологически чистой «зеленой энергии».

Таким образом, развитие возобновляемых источников энергии в Азербайджане выходит на новый уровень. Государственные инициативы, активное привлечение иностранных инвесторов и интеграция с региональными энергосистемами открывают для страны новые возможности. Это создает основы для укрепления энергетической безопасности в долгосрочной перспективе, вносит вклад в сокращение углеродных выбросов, поддерживая глобальные цели по борьбе с изменением климата, обеспечивает создание новых рабочих мест, а также создает условия для диверсификации экспорта страны и получения значительных доходов.

Наряду с этим и согласно разработанной Программе стратегического развития 2030 планируется и ведутся работы по строительству энергообъектов в краткосрочной и долгосрочной перспективе.

*Таблица 1 - Показатели производства электроэнергии за 2025 год**

Выработка электроэнергии на Тепловых ЭС	24,8 млрд. кВтч	86,7%
Выработка электроэнергии на ГидроЭС	2,8 млрд. кВтч	9,8%
Выработка электроэнергии на СолнечныхЭС	0,6 млрд. кВтч	2,1%
Выработка электроэнергии на ВетряныхЭС	0,2 млрд. кВтч	0,7%
Выработка электроэнергии на биоЭС	0,2 млрд. кВтч	0,7%
Общая выработка электроэнергии	28,6 млрд. кВтч	100 %

** Данные по республике согласно отчету Министерство Энергетики за 2025 год*

*Таблица 2 - Показатели производства электроэнергии за 2025 год по ОАО «Азерэнержи»***

Выработка электроэнергии на Тепловых ЭС	22,703 млрд. кВтч	88,7%
Выработка электроэнергии на ГидроЭС	2,827 млрд. кВтч	11,0 %
Выработка электроэнергии на СолнечныхЭС	0,061 млрд. кВтч	0,3%

*** Согласно постановлением Кабинета Министров АР от 23 апреля 2025 года, Государственная служба энергетики Нахчыванской АР включено в структуру ОАО «Азерэнержи» и все имущество по производству и передачи э/э передано на баланс ОАО «Азерэнержи».*

Расход условного топлива на 1 кВтч отпущенной электроэнергии в 2025 году составил 235,68 грамм (ОАО «Азерэнержи»). Эффективность топливо использования повысилась на 7,3% против аналогичного периода 2024 года

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Законодательство Азербайджанской Республики в сфере энергетики регулирует деятельность по производству, транспортировке, распределению и потреблению энергии, с особым фокусом на развитии возобновляемых источников и энергоэффективности.

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

1. Конституция Азербайджанской Республики²;
2. «Об электроэнергетике» №858-VIQ от 11 апреля 2023 г.³;
3. «Об энергетике» №1006-MIQ от 24 октября 2023 г.⁴;
4. «Об эффективном использовании энергетических ресурсов и энергоэффективности» №359-VQD от 9 июля 2021 г.⁵;
5. «Об использовании возобновляемых источников энергии при производстве электроэнергии» №339-VIQ от 31 мая 2021 г.⁶.

Также принимаются подзаконные акты и стратегические документы, такие как, указы президента (включают порядок выбора производителей электроэнергии из возобновляемых источников и меры по созданию «зоны зеленой энергии» на освобожденных территориях) и государственные программы (распоряжения по использованию альтернативных источников и ускорению реформ в энергетическом секторе).

Законодательная база также включает Гражданский кодекс и специализированные постановления Кабинета Министров, регулирующие вопросы тарифной политики и технического надзора. Ниже приведены еще правовые акты, действующие в настоящее время:

1. «О защите прав потребителей», 19.09.1995⁷;
2. «О недрах», 13.02.1998⁸;
3. «Об охране окружающей среды», 08.06.1999⁹;
4. «О безопасности гидротехнических сооружений» 27.12.2002¹⁰;
5. «О лицензиях и разрешениях», 15.03.2016¹¹;
6. «Об инвестиционной деятельности», 22.06.2022¹²;
7. «О государственно-частном партнерстве», 09.12.2022¹³;
8. «Кодекс Азербайджанской Республики о Конкуренции», 08.12.2023¹⁴;

² <https://e-qanun.az/framework/897>

³ <https://e-qanun.az/framework/54209>

⁴ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=156341#A0000000036

⁵ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=135411&ysclid=moh6tai1jx86960175

⁶ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=133783&ysclid=moh6y92wla221055962

⁷ https://prg.kz/document/?doc_id=30595840

⁸ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=2709&ysclid=mosgycakzn129513326

⁹ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=2679&ysclid=mosgyywzv5166966252

¹⁰ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=3660&ysclid=mosgzispyi727895590

¹¹ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=85079&ysclid=mosh0523dp739823074

¹² https://prg.kz/document/?doc_id=39726104

¹³ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=146520&ysclid=mosh3ct8x8670987532

¹⁴ https://prg.kz/document/?doc_id=33486586

9. «О теплоснабжении», 14.07.2025¹⁵;
10. «О газоснабжении», 19.08.2025¹⁶.

¹⁵ https://prg.kz/document/?doc_id=32227101

¹⁶ https://prg.kz/Document/?doc_id=39603069&ysclid=mesh50utb0110965093

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

Действующая модель рынка

В настоящее время на рынке электроэнергии Азербайджанской Республики существует вертикально интегрированная монополия.

На протяжении почти 20 лет отношения на рынке электроэнергии регулируются условиями двусторонних договоров между участниками.

ОАО «Азерэнержи»

ОАО «Азерэнержи», акции которого полностью принадлежат государству, является крупным игроком на рынке электроэнергии и представляет собой вертикально интегрированную монополию в качестве производителя и передающей компании.

ОАО «Азерэнержи» в целом производит около 90 процентов электроэнергии, необходимой для покрытия потребностей страны в электроэнергии.

ОАО «Азерэнержи» осуществляет функции оператора системы электропередачи, являясь владельцем системных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше, их подстанций, а также средств диспетчерского управления.

В качестве оператора системы передачи ОАО «Азерэнержи» осуществляет деятельность, связанную с импортом-экспортом электроэнергии, параллельной работой с энергосистемами соседних стран и обменом энергией.

Являясь оптовым продавцом электроэнергии, ОАО «Азерэнержи» реализует закупленную электроэнергию распределительному ОАО «Азеришyg».

В качестве розничного продавца электроэнергии ОАО «Азерэнержи» реализует электроэнергию ограниченному числу крупных потребителей, напрямую подключенных к передающей сети.



Рисунок 2 – Текущая структура рынка электроэнергии в Азербайджанской Республике

ОАО «Азеришыг»

ОАО «Азеришыг» выполняет функции оператора системы распределения и снабжения, являясь владельцем распределительных линий электропередачи напряжением до 110 кВ, включая подводные линии электропередачи напряжением 110 кВ, а также связанных с ними подстанций и пунктов управления.

При этом под его эгидой функционирует 1 ветропарк, который получает электроэнергию от нескольких электростанций, подключенных к распределительной сети напрямую и (или) транзитом через распределительную систему.¹⁷

В Азербайджане в 2023 году был принят новый Закон «Об электроэнергетике» (№ 858-VIQ от 11 апреля 2023 года). Согласно приятному закону планируется поэтапно перейти к конкурентной модели рынка электрической энергии.¹⁸

Планируемая модель рынка электрической энергии согласно Закону Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» будет состоять из двух уровней – оптовый и розничный.

Согласно пункту 24.2 Закона Азербайджанской Республики «Об электроэнергетике» оптовый рынок электроэнергии состоит из:

- ✓ рынка двусторонних контрактов;
- ✓ централизованного рынка;
- ✓ балансирующего рынка;
- ✓ рынка вспомогательных услуг.

Рыночные отношения в сфере электроэнергетики будут регулироваться следующими правилами, утверждаемыми регулятором:

- ✓ правила оптового рынка;
- ✓ правила балансирующего рынка;
- ✓ правила коммерческого учета;
- ✓ правила регулирования розничного рынка.

В целях адаптации субъектов электроэнергетики и потребителей электроэнергии к изменениям на рынке электроэнергии, в том числе в связи с внедрением отношений свободной конкуренции и отменой субсидирования, внедрение элементов рынка электроэнергии планируется осуществить в три этапа и в следующие сроки:

1. первый этап длится со дня вступления в силу Закона по 30 июня 2025 года;
2. второй этап длится с 1 июля 2025 года по 30 июня 2028 года;
3. третий этап начинается 1 июля 2028 года.

На первом этапе предусматривается реализация следующих мероприятий:

- разделение деятельности по производству и передаче электроэнергии с юридической и административной точки зрения;

¹⁷ <https://regulator.gov.az/en/elektrik/elektrik-enerjisi-sebekesi-ve-daxili-topdansatis-bazari>

¹⁸ <https://president.az/az/articles/view/59831>

- получение субъектами электроэнергетики разрешений от органа (структуры), определенного соответствующим органом исполнительной власти в соответствии с Законом Азербайджанской Республики «О лицензиях и разрешениях»;
- проведение экономической оптимизации производства электроэнергии специализированным подразделением центральной оперативно-диспетчерской службы оператора системы электропередачи;
- финансовое и функциональное разделение деятельности по распределению и поставке электроэнергии;
- регулирование услуг по передаче электрической энергии, оптовых и розничных цен (тарифов) на электрическую энергию (за исключением цены на электрическую энергию, реализуемую по двусторонним договорам), а также цен на услуги по присоединению к сетям передачи и распределения электрической энергии органом (учреждением), определяемым соответствующим органом исполнительной власти;

Подготовка ко второму этапу, включая принятие нормативных правовых актов, а также утверждение единых договоров, предполагаемых к заключению на втором этапе, органом (учреждением), определяемым соответствующим органом исполнительной власти.

На втором этапе предусматривается реализация следующих мероприятий:

- создание органом (организацией), определенным соответствующим органом исполнительной власти, отдельного юридического лица при операторе системы передачи на втором этапе и самостоятельного оператора рынка на третьем этапе в целях организации деятельности оптового рынка электрической энергии на основании временных правил оптового рынка, предназначенных для второго этапа, утверждаемых органом (организацией), определенным соответствующим органом исполнительной власти;
- закупка электроэнергии оператором рынка у всех производителей (за исключением производителей, продающих электроэнергию гарантированному покупателю в соответствии с Законом Азербайджанской Республики «Об использовании возобновляемых источников энергии в производстве электроэнергии»);
- продажа электроэнергии оператором рынка всем поставщикам;
- разделение деятельности по распределению и поставке электроэнергии с юридической и управленческой точки зрения.

Подготовка к третьему этапу, включая принятие нормативных правовых актов, а также утверждение единых договоров, предполагаемых к заключению на третьем этапе.

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

Для обеспечения устойчивого развития и эффективности регулирования энергетического сектора разработан и утвержден Распоряжением Президента Азербайджанской Республики от 02.02.2021 документ «Национальные приоритеты социально-экономического развития: Азербайджан 2030»¹⁹.

Стратегия развития электроэнергетики Азербайджана до 2030 года фокусируется на переходе к «зеленой» энергетике, увеличении доли ВИЭ (солнце, ветер, ГЭС) до 38% в установленной мощности. Основными целями являются модернизация инфраструктуры, превращение страны в региональный экспортный хаб чистой энергии (Каспий–Европа) и снижение зависимости от газа. Ключевые направления стратегии - это развитие ВИЭ, экспорт энергии (создание энергетических коридоров в Европу), модернизация сети, водородная энергетика, внедрение «умных сетей» и энергоэффективность.

Стратегия подразумевает не только увеличение внутреннего производства чистой энергии, но и укрепление позиций Азербайджана как надежного партнера на международном энергетическом рынке, превращение Азербайджана в крупный региональный хаб «чистой энергии». Для достижения стратегических целей в Азербайджане разрабатывается государственные программы, стратегии и концепции. Эти документы охватывают ключевые сферы, обеспечивая системный подход к экономическим и социальным реформам.

Распоряжением Президента Азербайджанской Республики от 22 июля 2022 года утверждена «Стратегия социально-экономического развития Азербайджанской Республики на 2022-2026 годы»²⁰, в которой развитие энергетического сектора определено как одно из приоритетных направлений. Одновременно продолжается работа по подготовке нового стратегического документа, охватывающего 2027-2030 годы.

Для обеспечения электрической энергией освобожденных от оккупации земель разработана программа «Энергетическая Стратегия Карабахского Региона»²¹.

Распоряжением Президента Азербайджанской республики от 16 ноября 2022 года утверждена «1-я Государственная Программа по Великому возвращению на освобожденные от оккупации территории Азербайджанской Республики»²².

Совместно с японской компанией TEPCO разработана концепция

¹⁹ <https://president.az/ru/articles/view/50474>

²⁰ https://azertag.az/ru/xeber/utverzhdena_strategiya_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_azerbaidzhana_na_2022_2026_gody-2224856?ysclid=moif6znbbt949861447

²¹ <https://yandex.ru/search?text=«Энергетическая+Стратегия+Карабахского+Региона».&lr=47>

²² <https://president.az/ru/articles/view/57883>

«зеленой» энергетики для освобожденных от оккупации территорий²³.

Разработана и утверждена распоряжением Президента Азербайджанской Республики от 10 октября 2024 года «Национальная стратегия рационального использования водных ресурсов»²⁴. Стратегия охватывает период с 2024 по 2040 год и направлена на сокращение потерь воды, планирование и управление речными бассейнами, внедрение очистки сточных вод и другие важные моменты.

В настоящее время готовится новая «Стратегия социально-экономического развития на 2027–2030 годы», направленная на дальнейшее развитие страны. Параллельно разрабатывается 2-я «Государственная программа Великого возвращения на освобожденные территории Азербайджана». Это перспективный план развития на 2027-2030 годы, направленный на дальнейшее восстановление Карабаха и Восточного Зангезура, переселение населения и социально-экономическую интеграцию региона.

Развитие генерирующих мощностей

При участии Президента страны Ильхама Алиева 24 июня 2025 года была введена в эксплуатацию крупнейшая за все время независимости электростанция «8 ноября» мощностью 1880 МВт. Реализация проекта имеет особое значение с точки зрения обеспечения энергетической устойчивости страны, создания дополнительных генерирующих мощностей, удовлетворения спроса на энергию, увеличения экспортных возможностей, защиты окружающей среды, экономии природного газа при производстве электроэнергии, уравнивания негативных последствий интеграции в энергосистему генерируемых возобновляемых источников энергии в последние годы.



Электростанция «8 ноября»

На реке Араз продолжаются работы по строительству гидроузлов и гидроэлектростанций «Худаферин» мощностью 100 МВт и «Девичья башня» мощностью 40 МВт.

²³<https://vestikavkaza.ru/news/azerbajdzan-razvivaet-zelenuu-energetiku-na-osvobodennyh-territoriyah.html?ysclid=moshruy3k622216282>

²⁴<https://azertag.az/ru/xeber/rasporyazhenie-prezidenta-azerbajdzhanskoi-respubliki-ob-utverzhenii-nacionalnoi-strategii-po-racionalnomu-ispolzovaniyu-vodnyh-resursov-3223954>

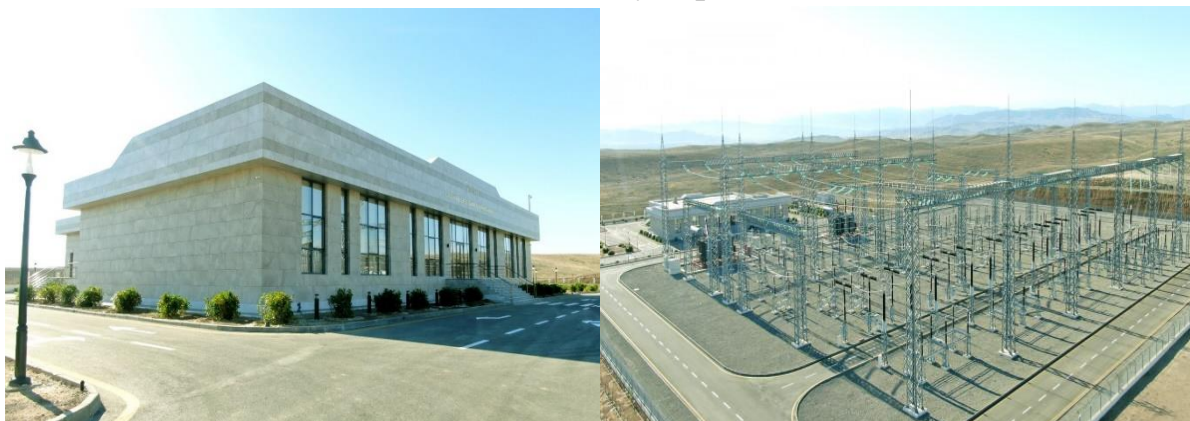


Гидроэлектростанции «Худаферин» и «Девичья башня»

19 мая 2024 года с участием Президентов Азербайджанской Республики и Исламской Республики Иран состоялась церемония сдачи в эксплуатацию гидроузла «Худаферин» и открытия гидроузла «Гыз Галасы», построенных на реке Араз.

Реконструкция и ввод в эксплуатацию подстанций

В 2025 году завершено строительство ПС 330/33 кВ «Шафаг СЭС», а также работы по реконструкции ПС 330 кВ «Гянджа», ПС 110 кВ «Уджар», «Алат», «Ханкенди-1», ПС 132 кВ «Джультфа».



Подстанция 330/33 кВ «Шафаг»

23 июня 2025 года Президент Азербайджанской Республики Ильхам Алиев принял участие в открытии 110/35/10-киловольтной узловой подстанции «Евлах», Регионального учебно-тренингового и лабораторного центра Открытого акционерного общества «Азербэнерджи». Узловая подстанция «Евлах» была построена 60 лет назад, поэтому она не удовлетворяла спрос. В целях улучшения энергоснабжения Центрально-Аранского региона республики, бесперебойного обеспечения потребителей качественной электроэнергией, повышения устойчивости и надежности энергосистемы эта подстанция полностью реконструирована. На подстанции установлено новое открытое распределительное устройство мощностью 110 киловольт. На территории построен новый Цифровой центр управления. Работа подстанции контролируется в режиме реального времени. Энергообъект оснащен коммутационным оборудованием на базе новейших цифровых технологий, что полностью обеспечивает кибербезопасность

электронных ресурсов. Здесь также установлена современная счетно-учетная система. На территории подстанции построен трехэтажный Региональный учебно-тренинговый и лабораторный центр, оснащенный всеми необходимыми оборудованием, устройствами и симуляторами.



Подстанция 110/35/10 кВ «Евлах»

23 декабря 2025 года Президент Азербайджанской Республики Ильхам Алиев принял участие в открытии 110/35/10-киловольтной электрической подстанции «Ханкенди-1» ОАО «Азербайджанская энергетическая компания» в городе Ханкенди. Эта подстанция является первой 110-киловольтной подстанцией закрытого типа, построенной на освобожденных от оккупации территориях. Здесь все оборудование и устройства, в том числе трансформаторы, размещены внутри здания. На подстанции создан самый современный микропроцессорный Центр цифрового управления. Эта микро-SCADA система создана специалистами ОАО «Азербайджанская энергетическая компания» и впервые применена именно в Ханкенди. Система обеспечивает мониторинг, управление и отслеживание в режиме реального времени высоковольтных линий электропередачи и оборудования. Подстанция будет надежно и бесперебойно питать электроэнергией город Ханкенди, Агдеринский, Ходжалинский и Ходжавендский районы.



Подстанция 110/35/10 кВ «Ханкенди-1»

Также ведется строительство ПС 500 кВ «Навай», 220 кВ «Ени Сангачал», 220 кВ «Новханы», ПС 33/110 кВ для СЭС «Нобель».

В Азербайджане строится одна из крупнейших подстанций 500/330/10 кВ «Навай» с целью устойчивой и безопасной интеграции в энергосистему создаваемых в стране 2 ГВт возобновляемых источников энергии и выполнения функций главной узловой подстанции.

Строительство новой подстанции и прокладка новых высоковольтных линий 500 и 330 кВ знаменуют собой начало нового этапа в системе передачи электроэнергии. Этот проект фактически состоит из двух фаз. В первой фазе за счет внутренних ресурсов «Азерэнержи» и части средств, выделенных из государственного бюджета, ведется строительство новой подстанции и её 330-киловольтной части, в том числе линий электропередачи 500 кВ от Наваи до Абшерона и линий электропередачи 330 кВ до солнечных электростанций «Билясувар» в одноименном районе и «Банка» в одноименном поселке Нефтчалинского района. Работы на 330-киловольтной части полностью завершены. Продолжаются работы на 500 кВ-ной части.

Во второй фазе этого крупного энергетического проекта предусмотрено начало финансирования со стороны Всемирного банка. За счет кредита Всемирного банка будет осуществлена закупка и установка 500 кВ подстанции «Навай», трансформаторов и сопутствующего оборудования для подстанции, а также строительство линий электропередачи 500 кВ от указанной подстанции до Мингячевира, в том числе линий электропередачи 330 кВ до Алята, Абшерона и Гобу.

Для интеграции ПС 500 кВ «Навай» в энергосистему завершены работы, связанные со строительством одноконтурного ЛЭП 500 кВ ПС «Абшерон» – ПС «Навай» протяженностью 60 км. А также, завершены работы, связанные с вход-выходом двухконтурной ЛЭП 330 кВ «1-й Гобу» на ПС 500 кВ «Навай» протяженностью более 7,8 км.



Подстанция 500/330/10 кВ «Навай»

Продолжаются ремонтно-восстановительные работы на ПС 110 кВ «Нахчыван», «Чешмебасар», 154 кВ «Бабек», 110 кВ «Ханкенди-2», «Гасанриз».

Результатом ввода в эксплуатацию новых электростанций и построения энергетического хозяйства на уровне современных требований является обеспечение потребителей стабильной и качественной электроэнергией.

Восстановление энергетической инфраструктуры на освобожденных от оккупации территориях

Согласно Энергетической Стратегии Карабахского региона продолжается строительство подстанций, линий электропередач,

реконструкция и строительство малых гидроэлектростанций и интеграция новых объектов в энергосистему Республики.

В соответствии со стратегией «зеленой» энергетики, в течение 2025 года в Карабахе и Восточном Зангезуре при участии руководства страны было открыто 5 гидроэлектростанций.

27 мая 2025 года Президент страны Ильхам Алиев принял участие в открытии в Лачине гидроэлектростанций (ГЭС) «Ашагы Малыбейли» и «Мирик».

Обе станции построены на проходящем по территории сел Малыбейли и Мирик Лачинского района участке реки Забух, являющейся правым притоком реки Хакари. На гидроэлектростанциях «Ашагы Малыбейли» мощностью 3,1 МВт и «Мирик» мощностью 3,5 МВт установлено самое современное оборудование, проложены оптические кабельные линии. Тем самым станции интегрированы в централизованную систему SCADA энергосистемы страны.



МГЭС «Мирик»



МГЭС «Ашагы Малыбейли»

Также, с участием президента страны Ильхама Алиева 21 августа 2025 года в селе Венг Кельбаджарского района были построены и введены в эксплуатацию малые гидроэлектростанции «Чайкенд» мощностью 5 МВт, «Ашагы Венг» мощностью 8,6 МВт и «Надирханлы» мощностью 8,8 МВт. Для этих станций, входящих в каскад гидроэлектростанций, в условиях сложного рельефа проложен деривационный трубопровод общей протяженностью 9300 метров. Оснащенные современным оборудованием станции интегрированы в централизованную систему SCADA энергосистемы страны. Вырабатываемой здесь экологически чистой зеленой энергией будет обеспечиваться около 25 тысяч человек.



МГЭС «Чайкенд»



МГЭС «Надирханлы»

С вводом в эксплуатацию в Карабахе и Восточном Зангезуре еще трех гидроэлектростанций в результате работ, проводимых по указанию главы государства, число таких станций доведено до 38, а их общая мощность составила 307 МВт. Систематически строящиеся и эксплуатируемые станции уже вносят вклад в экономику, развитие зеленой энергетики и охрану окружающей среды.

За 12 месяцев 2025 года на 38 гидроэлектростанциях «Азерэнержи» в Карабахе и Восточном Зангезуре произведено до 750 миллионов киловатт-часов экологически чистой «зеленой энергии». В результате было сэкономлено 160 миллионов кубометров природного газа, предотвращен выброс 280 тысяч тонн углекислого газа в атмосферу.

В то же время на административной территории Агдеринского района завершено строительство ГЭС «Гозлу Керпю» мощностью 14,7 МВт.

Также в Лачинском районе завершено строительство малых гидроэлектростанций «Щейланлы» мощностью 4 МВт, «Текегая» мощностью 7,7 МВт и «Агчай» мощностью 3 МВт. Для интеграции станций в энергосистему проложены линии электропередач.

Последовательно ведутся работы по превращению Карабаха и Восточного Зангезура в зону «зеленой энергии». В настоящее время ведется строительство 4 малых гидроэлектростанций общей суммарной мощностью 15,98 МВт и реконструкция 1 ГЭС мощностью 4,6 МВт.

Реабилитация энергетической системы Нахчыванской АР

23 ноября 2024 года в соответствии с Указом Президента страны Ильхама Алиева функции производства и передачи электроэнергии Нахчыванской Государственной Энергетической службы возложены на ОАО «Азерэнержи». В целях реализации указа в течение прошлого года в Нахчыванской АР были осуществлены широкомасштабные мероприятия по обновлению и модернизации энергосистемы. На балансе ОАО создано ООО «Нахчыван Энержи», сформирована новая структура.

Наряду с этим, ОАО «Азерэнержи» на основе «Электроэнергетической стратегии Нахчыванской Автономной Республики» были подготовлены «Реабилитационные и восстановительные мероприятия на 2025-2027 годы». В рамках реализации стратегии начата реконструкция нескольких подстанций, играющих важную роль в энергоснабжении Нахчыванской Автономной Республики. В настоящее время строительные работы на подстанциях 110 кВ «Нахчыван», 154/110/10 кВ «Бабек» и 110/35/10 кВ «Чешмебасар» ведутся в соответствии с современными инженерными решениями и международными стандартами безопасности. Отмечается, что подстанция 110/35/10 кВ «Нахчыван» станет первой подстанцией закрытого типа в Автономной Республике, что значительно повысит уровень безопасности и Управления энергетической инфраструктурой. В то же время на подстанции 132/110/35/10 кВ «Новая Джульфа» работы по подготовке к эксплуатации находятся на завершающей стадии.

Также предпринимаются важные шаги по цифровизации управления энергосистемы Нахчывани. Ускоренными темпами продолжается строительство административного здания Регионального Цифрового Управления и Центра SCADA.

Параллельно с этим проводятся масштабные модернизационные работы в направлении полной модернизации передающей сети. Продолжается поэтапная реконструкция воздушных линий электропередач, построенных в 50-х годах прошлого века и пришедших в негодность к эксплуатации. На первом этапе строится новая инфраструктура двухконтурных линий 110 кВ «Джультфа», «Ордубад-1» и «Ордубад-2» общей протяженностью 69 км.

Объявление автономной республики зоной «зеленой энергии» придает новое стратегическое содержание энергетическим проектам, проводимым в Нахчыване. Рациональное использование возобновляемых источников энергии играет важную роль в энергетическом балансе региона. В настоящее время в сфере эксплуатации ООО «Нахчыван Энержи», действующего в составе ОАО «Азерэнержи», имеются пять гидроэлектростанций, три солнечные электростанции, одна ветряная электростанция и одна гибридная ветро-солнечная электростанция. В результате деятельности этой инфраструктуры около 50 процентов электроэнергии, производимой в Автономной республике, приходится на «зеленую энергию».

Проекты реконструкции и модернизации, реализуемые «АзерЭнержи» в Нахчыване, не только укрепляют существующую энергетическую инфраструктуру, но и определяют дальнейшую траекторию развития Автономной Республики. Все это свидетельствует о том, что реальные результаты исполнения соответствующего указа Президента страны уже ощутимы, и энергетический сектор Нахчывана вступил в качественно новый этап.

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

С целью привлечения инвестиций в экономику страны правительством проводится политика «открытых дверей». В настоящее время в Азербайджанской Республике реализуются меры, направленные на продолжение экономических реформ, дальнейшее улучшение бизнес-среды и развитие ненефтяного сектора.

Инвестиционная среда в Азербайджане регулируется защитой прав и интересов инвесторов, неприкосновенностью собственности, созданием равных условий для местных и зарубежных предпринимателей, организацией Апелляционных советов, законами Азербайджанской Республики «Об инвестиционной деятельности», «Об энергетике», «О государственно-частном партнерстве», «О приостановлении проверок, проводимых в предпринимательской сфере» и рядом нормативных документов.

В соответствии с законом «Об энергетике» цель государственной энергетической политики заключаются в создании благоприятных правовых и экономических условий для инвестиций, развитие международного и регионального сотрудничества, поддержка частных, в том числе зарубежных инвестиций.

Азербайджан активно привлекает иностранные инвестиции для модернизации энергосистемы, планируя ввод более 8 ГВт мощностей к 2030 году с упором на ВИЭ (ветровая/солнечная энергия) и экспорт в Европу. Ключевыми участниками являются «Masdar» (ОАЭ), «ACWA Power» (Саудовская Аравия), ВР, а также европейские компании, развивающие масштабные проекты, например, «Хызы–Абшерон».

Основные аспекты инвестиций в генерирующие мощности – это стратегические цели, иностранные инвесторы, география и инфраструктура и ключевые игроки, такие как государство, международные компании, институциональные партнеры

6. Реализация государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности

Азербайджанская Республика ведет политику энергоэффективности с 2017 года.

Ключевым документом является Закон Азербайджанской Республики «Об эффективном использовании энергоресурсов и энергоэффективности» от 9 июля 2021 года №359-VQD. Он определяет правовые, организационные и экономические основы государственной политики в этой сфере, регулирует отношения между государственными органами, физическими и юридическими лицами. Закон предусматривает:

Закон предусматривает:

- установку «умных» счётчиков, определяющих объём потребляемой энергии и её стоимость;
- паспортизацию зданий по энергоэффективности;
- проведение энергетического аудита (в том числе обязательного — раз в 3 года);
- создание Фонда энергоэффективности²⁵.

Средства фонда формируются за счёт отчислений с тарифов от продажи энергоресурсов, кредитов, грантов, добровольных пожертвований, поступлений от международных организаций и других источников, не запрещённых законодательством.

Энергетика и энергоэффективность являются ключевыми направлениями сотрудничества между ЕС и Азербайджаном²⁶. В рамках проекта EU4Energy в течение 2022 года ЕС финансировал проект, направленный на поддержку дальнейшего повышения энергоэффективности в Азербайджане²⁷. 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-партнерах²⁸. Группа международных и национальных экспертов работала совместно с министерством энергетики над разработкой подзаконных актов по энергоэффективности зданий, экодизайну и энергетической маркировке электроприборов.

²⁵<https://neftegaz.ru/news/energy/693593-vlasti-azerbaydzhana-razrabotayut-proekty-po-energoeffektivnosti/>

²⁶ <https://www.trend.az/business/energy/3656881.html>

²⁷ [https://euneighbourseast.eu/news/latest-news/azerbaijan-adopts-law-on-energy-efficiency-with-eu4energy-support/#:~:text=June%2029%2C%202021-,Azerbaijan%20adopts%20law%20on%20energy%20efficiency%20with%20EU4Energy%20support,investments:%20\\$2.5%2D\\$3.4%20mln;](https://euneighbourseast.eu/news/latest-news/azerbaijan-adopts-law-on-energy-efficiency-with-eu4energy-support/#:~:text=June%2029%2C%202021-,Azerbaijan%20adopts%20law%20on%20energy%20efficiency%20with%20EU4Energy%20support,investments:%20$2.5%2D$3.4%20mln;)

²⁸ https://enlargement.ec.europa.eu/news/eu-and-azerbaijan-enhance-bilateral-relations-including-energy-cooperation-2022-07-18_en#:~:text=The%20new%20Memorandum%20of%20Understanding,help%20achieve%20our%20climate%20goals.”

7. Реализация государственных программ по использованию возобновляемых источников энергии и охране окружающей среды

В Стратегии социально-экономического развития Азербайджанской Республики на 2022-2026 годы»²⁹ раздел «Зеленое энергетическое пространство» предусматривает реализацию потенциала возобновляемых источников энергии, создание зон зеленой энергии на освобожденных территориях, ускорение процессов декарбонизации, повышение энергоэффективности и развитие экспортноориентированных проектов в сфере зеленой энергетики.

Развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) остается одним из приоритетов государственной энергетической политики Азербайджана. Благодаря богатому потенциалу солнечной и ветряной энергии, в стране ведется активная работа по привлечению иностранных инвестиций в этот сектор. За последние несколько лет были подписаны соглашения с ведущими международными игроками отрасли, такими как «ACWA Power» (Саудовская Аравия) и «Масдар» (ОАЭ) для строительства в Азербайджане солнечных (СЭС) и ветровых электростанций (ВЭС).

Особое место в списке значимых событий Азербайджана занимает проведение в Баку рамочной конференции COP29, на которой наряду с основными вопросами борьбы с изменениями климата, были также достигнуты стратегические договоренности в области развития «зеленой» энергии.

В 2024 году работа по развитию сферы ВИЭ велась параллельно по нескольким направлениям: запуск проектов строительства солнечных и ветряных электростанций; создание аккумуляторной системы хранения электроэнергии; производство зеленого водорода и развитие геотермальной энергетики. В связи с этим были проведены многочисленные встречи и подписаны различные договоры и меморандумы, отражающие высокий интерес иностранных инвесторов к ВИЭ страны.

Стоит отметить, что, наряду с производством электроэнергии, Азербайджан также занимается повышением экспортного потенциала страны в области зеленой энергетики. Для организации этих поставок Азербайджан активно работает над созданием коридоров зеленой энергии, такие как, Азербайджан-Грузия-Европа (Black Sea Energy), экспорт в Турцию и Европу через Нахчыван и Центральная Азия-Азербайджан.

Интеграция возобновляемых источников электроэнергии в энергосистему

Согласно подписанному 4 июня 2024 года трехстороннему инвестиционному соглашению по проектам Билясуварской солнечной электростанции мощностью 445 МВт, Нефтчалинской солнечной электростанции мощностью 315 МВт и Абшерон-Гарадагской ветряной

²⁹https://azertag.az/ru/xeber/utverzhdena_strategiya_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_azerbaidzhana_na_2022_2026_gody-2224856?ysclid=moif6znbbt949861447

электростанции мощностью 240 МВт ведутся работы по интеграции этих станций в энергосистему Азербайджана.

С этой целью продолжается строительство двухконтурного ЛЭП 330 кВ «Билясувар СЭС – ПС Наваи» протяженностью 91 км и двухконтурного ЛЭП «Нефтчалинский СЭС – ПС Наваи» протяженностью 100 км.

Компания «Масдар» планирует начать строительство ветряной электростанции мощностью 240 МВт в Азербайджане до конца 2026 года.

08 января 2026 года при участии президента страны Ильхама Алиева была введена в эксплуатацию построенная компанией «ACWA Power» ВЭС «Хызы-Абшерон» мощностью 240 МВт.

В целях интеграции в энергосистему станции завершено строительство ЛЭП 220 кВ «Хызы» ВЭС - ПС «Яшма» в габарите 330 кВ с общей протяженностью 12 км (7 км двухконтурной и 5 км одноконтурной), а также, одноконтурных ЛЭП 220 кВ протяженностью 25 км «Абшерон» ВЭС - ПС «Хызы» и ПС «Гобу» - «Абшерон» ВЭС. Также установлены ячейки 220 кВ на ОРУ 220 кВ ПС «Яшма» и ЭС «Гобу». Все работы успешно завершены



ВЭС «Хызы-Абшерон»

Азербайджанское государство проводит масштабные работы по интеграции в энергосистему первой промышленной солнечной электростанции на освобожденных от оккупации территориях 240-мегаваттной солнечной электростанции «Шафаг», которая будет построена компанией ВР в Джебраильском районе в качестве крупнейшего проекта прямых иностранных инвестиций. Так, в соответствии с соглашением о сотрудничестве между ВР и «Азерэнержи» для подключения солнечной электростанции «Шафаг» к энергосистеме в Джебраиле построена новая подстанция 330/33 кВ и двухконтурная ЛЭП 330 кВ протяженностью 7,5 км СЭС «Шафаг» – ПС 330 кВ «Джебраил».

Основная цель проектов-поддержка государственно-частного партнерства, сокращение выбросов углерода, экономия природного газа и увеличение доли возобновляемых источников энергии. Эти проекты внесут важный вклад в переход Азербайджана к «зеленой энергии» и энергетической безопасности. Электрическая энергия, вырабатываемая на станции, в рамках «механизма виртуальной передачи энергии» (VPTA) будет передаваться на энергоузел 330 кВ «Джебраил», а оттуда в энергосистему, и такое же количество энергии будет подаваться на Сангачальский терминал. После строительства и ввода в эксплуатацию солнечной электростанции «Шафаг» начнется передача вырабатываемой «зеленой энергии».



СЭС «Шафаг»

Наряду с этим, в Джебраильском районе планируется строительство компанией «Nobel Energy» еще одной солнечной электростанции - мощностью 100 МВт. Для интеграции в энергосистему станции завершено строительство двухконтурной ЛЭП 110 кВ ПС «Джебраил» -Нобель СЭС протяженностью 12 км. На данный момент строительство подстанции 33/110 кВ продолжается.

Создание систем хранения энергии

Азербайджан вступает в новый этап развития энергетического сектора, переходящем к более диверсифицированной и «зеленой» энергетике в стране начато создание крупномасштабных систем хранения энергии на основе аккумуляторных батарей (BESS) для ускоренного развития возобновляемых источников энергии.

Так, устанавливаются такие системы на территории 500-киловольтной подстанции «Абшерон» рядом со столицей и на территории 220-киловольтной подстанции «Агдаш» в центральной части страны. Общая мощность объектов составит 250 мегаватт при ёмкости 500 мегаватт-часов. В настоящее время ведутся строительные работы и осуществляется производство элементов по заказу с последующей доставкой на площадки. Запуская крупнейшие в регионе аккумуляторные хранилища на подстанциях «Абшерон» и «Агдаш» (250 МВт/500 МВт*ч) силами «Азерэнержи», что является частью национальной стратегии по увеличению доли «зеленой» энергии к 2030 году до 6 ГВт. Эти BESS-системы, производимые в Китае, обеспечат стабильность сети при росте солнечной и ветровой генерации.

Введение систем такого масштаба станет первым не только в Азербайджане, но и на всем пространстве СНГ.



BESS-системы

Создание новой системы безопасности и управления

«Азерэнержи» совместно с американской компанией Schweitzer Engineering Laboratories (SEL) реализует проект по созданию современной системы мониторинга и управления энергосетью. Цель проекта - упростить интеграцию возобновляемых источников энергии, повысить устойчивость энергосистемы и привести управление в соответствие с международными стандартами.

В рамках проекта в Азербайджане внедряются технологии WAMS (система широкозонного мониторинга) и WACS (система широко зонного управления). На первом этапе на ключевых электростанциях и подстанциях устанавливаются 27 измерительных устройств PMU, фиксирующих в реальном времени параметры напряжения, тока и частоты.

Система позволит в онлайн-режиме контролировать энергосеть страны, включая соединения с Россией, Грузией и Ираном, своевременно выявлять риски и предотвращать аварии. WAMS обеспечит оперативное отслеживание состояния сети и точное регулирование потоков энергии, а WACS - автоматическое управление нагрузками и балансировку генерации, минимизируя человеческий фактор и вероятность сбоев.

8. Международное сотрудничество

28 января 2025 года состоялась встреча руководства ОАО «Азербайджанские АЭС» с руководителем отдела экологии Всемирного банка по Европе и Центральной Азии. На встрече были обсуждены ход реализации проекта Azure, дальнейшие шаги, перспективы сотрудничества. На встрече также обсуждались вопросы интеграции в сеть крупномасштабных возобновляемых источников энергии, которые будут реализованы в Азербайджане, прокладка новых линий передачи, экологические последствия деятельности и другие вопросы.

13 марта 2025 года состоялась встреча между делегациями ОАО «Азербайджанские АЭС» и «Масдар». На встрече состоялся обмен мнениями о текущем состоянии сотрудничества и перспективах на будущее. Были проведены обсуждения о действующей солнечной электростанции «Гарадаг» и стратегии реализации проекта МЕГА.

03 июня 2025 года состоялась встреча между руководством ОАО «Азербайджанские АЭС» и делегацией совета директоров компании «ACWA Power». На встрече состоялся обмен мнениями о текущем состоянии сотрудничества и перспективах на будущее. Обсуждалось состояние исполнения проекта ветряной электростанции «Хызы» мощностью 240 МВт.

01 июля 2025 года было подписано кредитное соглашение между ОАО «Азербайджанские АЭС» и Международным Банком Реконструкции и Развития, входящим в Группу Всемирного банка по «проекту расширения использования возобновляемых источников энергии в Азербайджане» и гарантийное соглашение между Азербайджаном и Международным Банком Реконструкции и развития по «проекту расширения использования возобновляемых источников энергии в Азербайджане». Привлеченный кредит обеспечит укрепление энергетической инфраструктуры строящихся в Азербайджане станций по возобновляемым источникам энергии (ВИЭ).

На Всемирной выставке EXPO 2025 в Осаке, Япония, азербайджанская делегация представлена павильоном «Семь красавиц», организованным Фондом Гейдара Алиева. 28 сентября 2025 года делегация ОАО «Азербайджанские АЭС» провела в павильоне презентацию о работе, проделанной в рамках одного из основных направлений выставки-17 Целей ООН в области устойчивого развития. В презентации, в частности, были выделены меры по трем направлениям: «доступная и чистая энергия», «ответственное потребление и производство» и «борьба с изменением климата». По этим темам была представлена информация о проектах, связанных с развитием зон зеленой энергии, внедрением новых технологий на производственных мощностях, интеграцией возобновляемых источников энергии в систему, а также участием в международных энергетических коридорах. Презентация была с интересом



встречена гостями выставки и положительно оценена проделанная в Азербайджане работа в области энергетики.

01 октября 2025 года состоялась встреча между находящейся в Азербайджане делегацией во главе с директором по бизнесу и проектному развитию компании «Масдар». В ходе встречи было обсуждено текущее состояние и перспективы дальнейшего развития сотрудничества. Также состоялся обмен мнениями по проектам солнечных и ветряных электростанций Банке, Билясувара и Гарадаг общей мощностью 1000 МВт.

9. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период 2015-2025 гг.

9.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 1.01.2026)

Таблица 3 - Данные об суммарной установленной мощности генерирующих объектов Азербайджанской Республики по состоянию на 01.01.2026 (по ОАО «Азербэнерго» и Нахчыванской АО)

Электростанции	Установленная мощность, МВт
ТЭС в т.ч.:	7214
- на жидком топливе и газе	1800
- на газе	3138
-ПГУ и ГТУ	2276
ГЭС	1214
МГЭС (10 МВт и ниже)	207
ВИЭ (Солнечная ЭС)	509
Всего:	9144

Суммарная установленная мощность Азербайджанской Республики за 2025 год составила 9144 МВт (Таблица 3). Структура генерирующих мощностей представлена на Рисунке 3 (ТЭС - 79% (7214 МВт), ГЭС - 13% (1214 МВт), МГЭС - 2% (207 МВт), ВИЭ (солнечная ЭС) - 6% (509 МВт)).

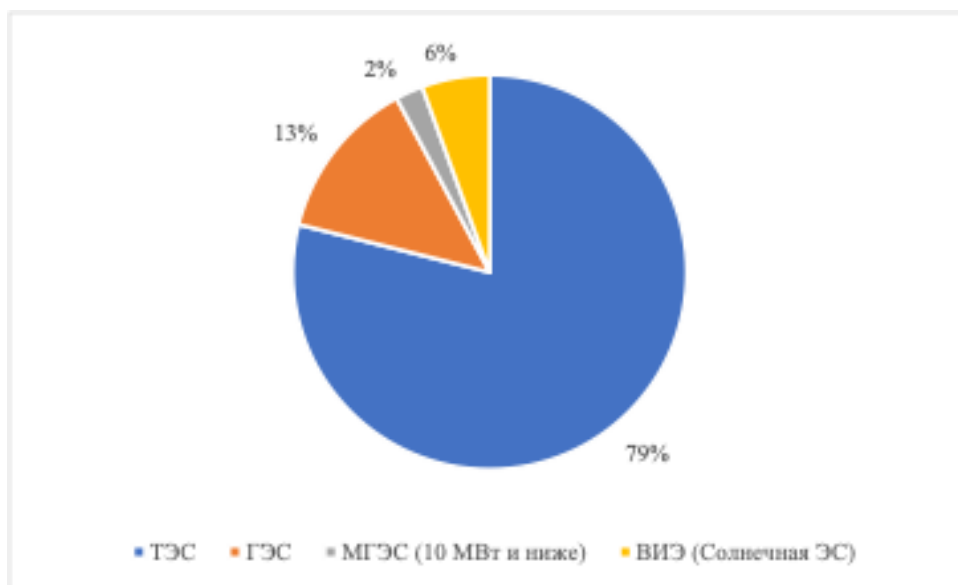


Рисунок 3 - Структура генерирующих мощностей Азербайджанской Республики по состоянию на 01.01.2026 (по ОАО «Азербэнерго» и Нахчыванской АО)

9.1.1 Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Таблица 4 - Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях за 2015-2025 гг.

Годы		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ввод в эксплуатацию		44,4	25,88	2	71,8	403,3	3,9	21,39	392,4	401,5	81,0	1917,5
В т.ч.	ТЭС	-	-	-	16,5	400	-	-	385	-	-	1880
	ГЭС (выше 10 МВт)	24,4	24,3	-	-	-	-	-	-	50	47,7	14,7
	Малые ГЭС (10 МВт и ниже)	-	1,58	-	-	0,3	3,9	15,29	4,4	118,2	33,3	22,8
	ВИЭ	20	-	2	55,3	3	-	6,1	3,0	233,3	-	-
Вывод из эксплуатации энергетических		-	-	600	300	-	-	-	-	-	-	-
В т.ч.	ТЭС	-	-	600	300	-	-	-	-	-	-	-

9.1.2 Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в период 2024-2025 гг.

Таблица 5 – Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в 2024 году

№	Наименование электростанций и генерирующих мощностей	Мощность (МВт)
1	«Юхары Венг» ГЭС	22,5
2	«Агбулаг-1» МГЭС	14,7
3	«Зенгилян» МГЭС	10,5
4	«Надирханлы» МГЭС	8,8
5	«Ашагы Венг» МГЭС	8,6
6	«Зар» МГЭС	4,3
7	«Тоганалы» МГЭС	4,1
8	«Гарыгышлаг» МГЭС	4,0
9	«Мирик» МГЭС	3,5

Таблица 6 – Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в 2025 году

№	Наименование электростанций и генерирующих мощностей	Мощность (МВт)
1	ТЭС «8 Ноября»	1880
2	«Ашагы Малыбейли» МГЭС	3,1
3	«Чайкенд» МГЭС	5,0
4	«Щейланлы» МГЭС	4,0
5	«Текегая» МГЭС	7,7
6	«Агчай» МГЭС	3,0
7	«Гозлу Керлю» ГЭС	14,7

9.2 Электрические сети

9.2.1 Системообразующий сетевой комплекс

Электрическая сеть Азербайджана состоит из нескольких сот подстанций и линий электропередачи различных уровней напряжения. Высоковольтные сети (220-500 кВ) и подстанции обеспечивают передачу энергии, экспорт (в Иран, РФ, Грузию) и надежное энергоснабжение, включая модернизацию инфраструктуры. Основная магистральная сеть представлена линиями электропередачи напряжением 500 кВ и 220 кВ, соединяющими крупные ТЭС и ГЭС с узловыми подстанциями. Действуют сотни высоковольтных подстанций, обеспечивающих распределение электроэнергии. Ключевые объекты модернизируются для повышения надежности, особенно в регионах. Энергосистема связана с соседними странами (Россия, Грузия, Иран, Турция) через высоковольтные ЛЭП. Основную генерацию и передачу обеспечивает ОАО «АзербЭнержи».

Условно электрическая сеть разделена на три части: системообразующая, питающая и распределительная. Системообразующая сеть включают в себя подстанции и линии электропередачи напряжением 154, 132, 220, 230, 330 и 500 кВ, питающая сеть – 110 кВ.

В ведении ОАО «АзербЭнержи» находятся межгосударственные, системообразующие и питающие линии электропередачи³⁰.

Таблица 7 – Линии электропередачи 110-500кВ (данные по ОАО «АзербЭнержи»)

№	Напряжение, кВ	Количество (шт.)	Протяженность (км.)
1.	500	5	602,7
2.	330	31	2 075,1
3.	230	1	30,7
4.	220	40	1 851,8
5.	154	2	148
6.	132	2	4,4
7.	110	266	5 128,6
8.	35	3	23,6
Итого		350	9 864,9

Таблица 8 – Системообразующий электрические подстанции

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт.)	Трансформаторная мощность (МВА)
	ПС напряжением 500 кВ	2	2 667
1.	500/330/220/10 кВ «Апшерон»		1999
2.	500/330/10 кВ «Самух»		668
	ПС напряжением 330 кВ	10	5 355
1.	330/220/110/10 кВ «Яшма»		640
2.	330/230/110/35/10 кВ «Имишли»		780
3.	330/110/10 кВ «Агджабеди»		560
4.	330 кВ РП «Геранбой»		-

³⁰ Согласно постановлению Кабинета Министров АР от 23 апреля 2025 года, все имущество Государственной службы энергетики Нахчыванской АР по производству и передачи э/э передано на баланс ОАО «АзербЭнержи».

5.	330/110/10 кВ «Гянджа»		450
6.	330/110/35/10 кВ «Гянджа Ал.Завод»		705
7.	330/110/10 кВ «Агстафа»		250
8.	330/110/10 кВ «Хачмаз»		360
9.	330/220/110/10 кВ «Гобу»		1000
10.	330/110/10 кВ «Джабраил»		500
	ПС напряжением 220 кВ	14	6 357
1.	220/110/10 кВ «Хырдалан»		750
2.	220/110/10 кВ «Мушви́г»		750
3.	220/110/10 кВ «Сангачал»		325
4.	220/110/10 кВ «Говсан»		700
5.	220/110/35 кВ «Низами»		250
6.	220/110/10 кВ «Забрат»		360
7.	220/110/10 кВ «Сенаи Говшагы»		400
8.	220/110/10 кВ «Масаллы»		250
9.	220/110/10 кВ «Сальян»		250
10.	220/110/10 кВ «Агсу»		126
11.	220/110/10 кВ «Агдаш»		360
12.	220/10-10 кВ «Габала»		252
13.	220/110/10 кВ «Беюк Шор»		750
14.	220/110/35/6 кВ «Гала»		650
	ПС напряжением 154 кВ	2	355
	ПС напряжением 132 кВ	2	113,5
	ПС напряжением 110 кВ	77	7 051,6
Итого		107	21 949,1

9.2.2 Распределительный электросетевой комплекс

Согласно распоряжению Президента Азербайджанской Республики № 1045 от 10.02.2015 года распределение электрической энергии по республике осуществляет ОАО «Азеришыг».

Распределительная сеть включают в себя подстанции и линии электропередачи напряжением 0,4, 6, 10, 35 и 110 кВ.

9.2.3 Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 9 - Характеристика межгосударственных линий электропередачи (данные по ОАО «Азербээнержи»)

№	Страна	Наименование ЛЭП	Наименование подстанций начала и конца ЛЭП	Напряжение (кВ)	Общая длина (км)	Длина по террит. гос-ва (км)	Пропускная способность (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. Хачмаз - п/ст. Дербент (Россия)	330	108,7	58	350
5	Иран	Муганская	п/ст. Имишли - п/ст. Муган (Иран)	330	52	24,7	350
6	Иран	Парсабад	п/ст. Имишли - п/ст. Муган (Иран)	230	57	30,7	220
7	Иран	Масаллы-Астара (Иран)	п/ст Масаллы- п/ст Астара (Иран)	220	75	67,5	
8	Турция	Babək- 1	п/ст. Бабек - п/ст. Игдыр (Турция)	154	180	72,5	60
9	Турция	Babək - 2	п/ст. Бабек - п/ст. Игдыр (Турция)	154	180	75,5	60
10	Иран	Араз	п/ст.Араз – п/ст. Араз (Иран)	132	0,5	0,25	80
11	Иран	Джульфа	п/ст.Джульфа п/ст.Джульфа (Иран)	132	5,4	4,1	40
12	Россия	Билиджи	п/ст. Ялама - п/ст. Билиджи (Россия)	110	26,4	4.0	40

9.3 Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 10 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы (по ОАО «Азербээнерджи» и Нахчыванской АР)

Годы		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		22,52	22,66	22,21	22,95	23,81	23,46	25,49	26,66	26,93	26,12** *	26,24** *
В т.ч.	ТЭС	20,9	20,7	20,45	21,16	22,23	22,37	24,17	25,02	25,12	22,58	22,70
	ГЭС (выше 10 МВт)	1,6	1,9	1,73	1,7	1,5	1,02	1,22	1,51	1,523	2,50	2,48
	Малые ГЭС (10 МВт и ниже)	0,0115	0,03	0,018	0,021	0,032	0,025	0,042	0,07	0,225	0,49	0,34
	ВИЭ (Солнечная и Ветряная ЭС)	0,0009	0,03	0,032	0,034	0,038	0,041	0,052	0,06	0,06	0,55	0,72
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		22,37	21,68	21,74	22,63	22,45	22,44	23,6	23,80	23,9	24,9	25,1
Межгосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	передача (экспорт)	0,265	1,1	1,28	1,445	1,491	1,151	1,673	2,997	3,246	1,396	1,148
	получение (импорт)	0,107	0,114	0,108	0,131	0,137	0,136	0,152	0,137	0,212	0,177	0,177
Установленная мощность электростанций (МВт)		7200	7226	6628	6345	6751	6751	6725	7118	7128	7549	9144
В т.ч.	Тепловых	6032	6032	5432	5148,5	5545	5545	5549	5934	5934	5934	7214
	В т.ч.	На жидком топливе и газе	3300	3300	2700	2400	2400	2400	2400	2400	2400	1800
		На газе	856	856	856	872,6	872,6	873	873	1258	1258	3138
		ПГУ и ГТУ	1876	1876	1876	1876	2272	2272	2276	2276	2276	2276
	Гидравлических	1148	1174	1174	1174	1163	1165	1143	1148	1158	1159	1214
	Малые ГЭС (10 МВт и ниже)	12,9	14,5	14,5	14,5	14,9	15	34	39	66	190	207
	ВИЭ (Солнечная ЭС)	20	20	22	22	27	27	33	36	36	266	509
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		3750	3681	3509	3625	3570	3605	4137	3915	4415	4316	4872
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50	50	50
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд.кВт·ч)		0,74	0,71	0,70	0,663	0,628	0,582	0,583	0,574	0,575	0,555	0,567
Расход ЭЭ на произв. и хоз. нужды эн. сист. (млрд.кВт·ч)		0,012	0,014	0,016	0,021	0,028	0,02	0,02	0,019	0,018	0,020	0,017
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (%)		4,12	1,84	2,0	1,79	1,71	1,74	1,78	1,66	1,79	1,68	1,62
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд.кВт·ч)		0,901	0,408	0,436	0,405	0,403	0,402	0,434	0,436	0,478	0,434	0,422
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		291,96	285,73	296	279,83	271,15	264,11	259,8	259,31	255,5	254,34	235,68
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		222,56	250,03	230,90	194,34	191,82	203,42	205,08	152,01	227,52	206,83	207,48
Расход топлива	Условного, т.у.т.		5946	5776	5580	5765	5889	5789	6082,6	6364,7	6304,3	5637,6
	Газ	млн. м ³	4756	4344	4780	5034,4	5139,3	5059,2	5221,5	5494,5	5502,4	4930,4
		%	91,1	85,5	92,7	99,95	99,95	99,96	96,95	99,94	99,76	99,95
		тыс. т	388,94	614,2	311,5	-	-	-	133,9	0,1	7,8	-

	Мазут %	8,1	14,4	7,3	-	-	-	3,1	0,1	0,24	-	-
Полезный отпуск ЭЭ (млрд. кВт·ч)		17,9	18,7	9,9	0,6	1,5	1,6	3,1	2,9	3,0	3,0	4,4
Средний тариф на ЭЭ (ц/кВт·ч) *												
В т.ч.	Промышленность	3,3*	5,1	5,3	5,3	5,3	5,3	5,9	5,9	5,9	5,9	6,2
	Население	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**	4,7/5,3/7,6**	4,7/5,3/7,6**	4,9/5,9/8,8**

* С учетом 21.12.2015 1\$ = 1,55 манат

** С 01.12.2016 года месячное потребление э/э для населения до 300 кВт*ч 4,1 цент / свыше 300 кВт*ч 6,5 цент (1\$ = 1,70 манат на 31.12.2017 год). С 01.11.2021 года месячное потребление э/э 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\$ = 1,70 манат на 01.11.2021 год). С 02.01.2025 года месячное потребление э/э для населения до 200 кВт*ч (200 кВт*ч включительно) 4,9 цент/от 200 кВт*ч до 300 кВт*ч (300 кВт*ч включительно) 5,9 цент/свыше 300 кВт*ч 8,8 центов. С 01.01.2026 года введен фиксированный тариф для населения и для внецеховых (не бытовых) потребителей с 1-фазной схемой подключения 58,8 центов/месяц, а для внецеховых потребителей с 3-х фазной схемой подключения 1,76 долларов/месяц.

*** С учетом Гарадагской СЭС и Хызы-Абшеронской ВЭС

9.4 Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Таблица 11 - Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн. кВтч)	2288	2174	2112	1976	1932	2223	2632	2643	2137	1957	1938	2225
Потребление электроэнергии (млн. кВтч)	2143	2038	2044	1852	1887	2012	2583	2644	1963	1884	1939	2177

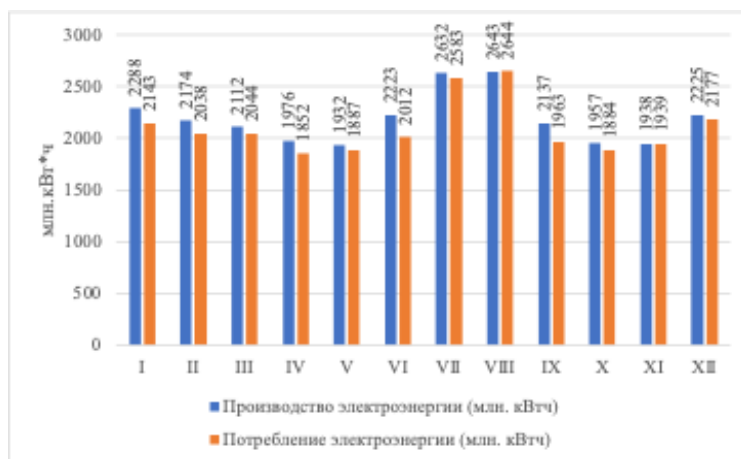


Рисунок 4 - Динамика производства и потребления электроэнергии (млн.кВт*ч) в Азербайджанской Республике за 2025 год

9.5 Суточный график в день годового максимума нагрузки в 2025 году

Таблица 12 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (06.08.2025 год)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	3845	3608	3469	3349	3308	3227	3346	3605	4022	4371	4489	4629
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	4709	4791	4872	4772	4667	4510	4377	4369	4615	4602	4445	4187

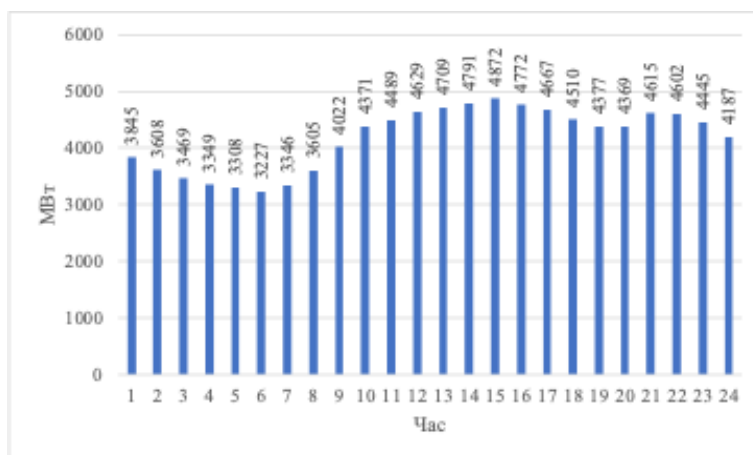


Рисунок 5 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (06.08.2025)

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ

1. Общая характеристика энергосистемы

Энергетика является одной из ключевых отраслей экономики Республики Армения.

Важным направлением энергетического развития Армении является ВИЭ. В Республике реализуются многочисленные проекты, связанные с ВИЭ. Например, речь идет о проекте СЭС «Айг-1» мощностью 200 МВт, СЭС в Гегаркунике мощностью 202 МВт, СЭС «Масрик-1» мощностью 55 МВт.

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.

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-30-148³¹;
2. «О государственном техническом контроле в области развития энергетики и энергопотребления» от 14.12.2004 г. N HO-36-N³²;
3. «Об охране окружающей среды» от 11.04.2005 г. N HO-82-N³³;
4. «О государственном регулировании обеспечения технической безопасности» от 24.10.2005 г. N HO-204-N³⁴;
5. «Об энергосбережении и возобновляемой энергетике» от 9.11.2004 г. N HO-122-N³⁵;
6. «Об основах управления и административного поведения» от 18.02.2004 г. N HO-41-N³⁶;
7. «О внутреннем аудите» от 22.12.2010 N HO-17-N³⁷;
8. «Об оценке воздействия и экспертизе окружающей среды» от 21.06.2014 г. N-HO-110-N³⁸;
9. «О лицензировании» от 27.06.2001 г. № ЗР-193³⁹.

Постановления КРОУ Республики Армения, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. Постановление Комиссии по регулированию общественных услуг РА (КРОУ РА) №374Н от 01.11.2013г. «Об утверждении порядка лицензирования деятельности в области энергетики и о признании утратившим силу ряда постановлений».
2. Постановление КРОУ РА № 516Н от 25.12.2019г. «Об утверждении правил торговли оптового рынка электрической энергии Республики Армения и о признании утратившим силу постановление КРОУ РА №344Н от 09.08.2017г»
3. Постановление КРОУ РА №517Н от 25.12.2019г. «Об утверждении правил торговли на розничном рынке электроэнергии Республики Армения и о признании утратившим силу постановление КРОУ РА № 358Н от 27.12.2006г.».
4. Постановление КРОУ РА №518Н «Об определении типовой формы договора оптового рынка электроэнергии (оферта), и о признании утратившим силу ряда постановлений КРОУ РА».

³¹ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=150007>

³² <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=28145>

³³ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=150140>

³⁴ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=32415>

³⁵ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=27535>

³⁶ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=150044>

³⁷ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=57799>

³⁸ <https://www.irtek.am/views/act.aspx?aid=150168>

³⁹ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=79517

5. Постановление КРОУ РА №519Н от 25.12.2019г. «Об определении типовой формы договора розничного рынка электроэнергии, и о признании утратившим силу постановление КРОУ РА №218Н от 31.05.2017г.»
6. Постановление КРОУ РА №522Н от 25.12.2019г. «Об утверждении сетевых правил передачи рынка электроэнергии Республики Армения и о признании утратившим силу постановление КРОУ РА №161Н от 17.05.2017г.»
7. Постановление КРОУ РА №523Н от 25.12.2019г. «Об утверждении сетевых правил распределения рынка электроэнергии Республики Армения».
8. Постановление КРОУ РА №359Н от 23.10.2013г. «Об утверждении правил порядка установления и пересмотра тарифов в сфере энергетики (кроме электроэнергетической системы) РА и о признании утратившим силу ряда постановлений КРОУ РА»
9. Постановление КРОУ N520-Н от 29.11.2022г. «Об утверждении методики расчета тарифов в системе электроснабжения, порядка установления тарифов, о внесении изменений и дополнений в Постановления КРОУ РА №359Н от 23.10.2013г., №275Н от 15.06.2007г. и о признании утратившим силу ряда постановлений КРОУ РА»
10. Постановление КРОУ РА №32Н от 01.02.2023г. «Об утверждении методики расчета регулируемых тарифов в системе газоснабжения»
11. Постановление комиссии по регулированию энергетики РА № 79А от 01.11.2002г. «О внесении изменений в постановление комиссии по регулированию энергетики РА №56А от 30.08.2002г. и утверждении условий лицензии N 0092 распределения электроэнергии (мощности) ЗАО "Электрические сети Армении»
12. Постановление КРОУ РА №748А от 21.12.2018г. «О предоставлении лицензии гарантированного поставщика электроэнергии ЗАО «Электрические сети Армении»
13. Постановление КРОУ РА №180Н от 19.05.2021г. «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 11.05.2012г.»
14. Постановление КРОУ РА №273А от 19.08.2020г. «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»
15. Постановление КРОУ РА №39 от 27.02.2019 года «Об утверждении порядка согласования отчуждения, иного способа обмена или залога доли (акции, пая) или права, относящегося к лицу, имеющего лицензию в области энергетики, а также движимого и недвижимого имущества или права на него, необходимое для осуществления лицензионной деятельности».

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

Рынок электроэнергии Армении до 01.02.2022г. регулировался в соответствии с положениями закона РА «Об энергетике» и временными правилами торговли оптового рынка электроэнергии, утвержденными постановлением КРОУ РА №344Н от 09.08.2017г. Согласно этим правилам, модель рынка электроэнергии соответствовала модели единого покупателя. Единым покупателем электроэнергии являлся гарантийный поставщик ЗАО «Электрические сети Армении», который одновременно является распределительной компанией.

Вступившие в силу с 1-ого 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 НО-100N «О внесении изменений и дополнений в Закон об энергетике» 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 Республики Армения 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 принятой правительством в 2021 году N 48-Л от 14 января 2021 г. Стратегической программы развития энергетического сектора Республики Армения (до 2040 года) (далее – Стратегия) предусматривается полная либерализация и создание конкурентного рынка электрической энергии.

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.

Стратегией предусмотрено, что переход к новой модели рынка будет осуществляться в течение ближайших лет, с долгосрочной целью полной либерализации рынка. Новая модель рынка уже на данном этапе будет базироваться на современных правилах торговли электроэнергией, будет функционировать на основе балансирования спроса и предложения и определять механизмы ответственности участников рынка при торговле. За первым этапом реформ последует разработка нового закона «Об электроэнергетике», учитывающего требования директив ЕС, что станет началом второго этапа реформ. В ходе этого этапа реформ будут рассмотрены возможности формирования полностью конкурентного рынка.

На первом этапе рыночных реформ также будут рассмотрены вопросы, направленные на повышение эффективности применяемой тарифной политики, в частности, целесообразность дальнейшего применения ночных и дневных тарифов и их альтернатив, внедрение новых механизмов корректировки тарифов на реактивную энергию, необходимость установления фиксированной ежемесячной платы за услуги и др. В этом контексте совершенствование механизмов защиты уязвимых потребителей всегда будет оставаться в центре внимания правительства.

Одновременно планируется инициировать внесение изменений в законы «Об энергетике» и «Об энергосбережении и возобновляемой энергетике», в результате которых предприятиям возобновляемой энергетики будет предоставлено право продавать электроэнергию на формирующемся рынке электроэнергии исключительно на конкурентных условиях, без предоставления гарантий покупки электроэнергии и заключения договоров государственно-частного партнерства, а также осуществлять производство и потребление в разных точках учёта энергосистемы.

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.

В целях нейтрализации проблем и потенциальных рисков, возникших в результате функционирования либерализованной модели рынка электроэнергии, в 2023 году были приняты основные нормативные правовые акты, лежащие в основе действующей модели рынка (коммерческие правила оптового и розничного рынка электроэнергии, модель форма договора оферты, правила сетей передачи и распределения) среди ряда изменений были пересмотрены правила для участников рынка, направленные на предотвращение антиконкурентной практики рынка, против возможного злоупотребления монопольным положением.

С 1 февраля 2023 года торговля осуществляется в соответствии с определенным механизмом на следующих сегментах рынка: долгосрочная контрактная составляющая рынка прямых договоров, регулируемый рынок прямых договоров, нерегулируемый рынок прямых договоров, рынок на сутки вперед, балансирующий рынок. С момента запуска оптового рынка электроэнергии заключено 9 долгосрочных договоров до конца 2023 года, на регулируемом рынке прямых договоров заключено 290 договоров, на нерегулируемом рынке прямых договоров – 99 местных и 20 межгосударственных договоров, на рынке на сутки вперед - 6 083 договоров. Торговля на рынке электроэнергии полностью оцифрована, она осуществляется через единую электронную площадку, которой управляет и эксплуатирует оператор рынка – государственная компания.

По итогам 2023 года на либерализованном рынке по нерегулируемым конкурентным ценам было продано 20,1% от общего объема потребленной электроэнергии (рост за год около 10 процентных пунктов). Число участников свободной торговли составило 171 (в том числе 16 поставщиков, 5 обладателей лицензий на оптовую торговлю, 9 квалифицированных потребителей и 141 розничных потребителей, включенных в балансирующие группы поставщиков).

Регулированием тарифов на электроэнергию в Армении занимается Комиссия по регулированию общественных услуг (КРОУ). Тарифы формируются с учетом стоимости производства, передачи, инфраструктурных платежей и сбытовой надбавки, и они зависят от объема потребления, в настоящее время вступают в силу трехдиапазонные тарифы для населения.

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 реализации⁴⁰. 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.

⁴⁰https://arka.am/news/economy/armeniya_utverdila_strategicheskuyu_programmu_razvitiya_energetiki_do_2040_goda/

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

Стратегической Программой предписывается также модернизация и развитие высоковольтных сетей электропередачи и распределительных электрических систем РА, в частности:

- Реконструкция 13-ти подстанций 220 кВ, 110 кВ, 220/110/35 кВ и 220/110/10 кВ,
- Строительство 400 кВ двухконтурной воздушной линии электропередачи Иран-Армения и соответствующей подстанции,
- Строительство 400 кВ двухконтурной воздушной линии электропередачи Грузия-Армения и соответствующей подстанции.

26 октября 2023г. Правительством республики были утверждены изменения в Стратегии развития (до 2040 года) энергетической отрасли и плана-графика по обеспечению ее реализации, согласно которого предусмотрено, что в 2030-2040гг. будут построены солнечные электростанции, мощностью 500 МВт, при необходимости соединенные с накопительными станциями, плюс ветроэлектростанции, суммарной мощностью 500 МВт. Таким образом, планируется к 2040 году увеличить мощность солнечных и ветровых электростанций по меньшей мере до 2000 МВт. В результате этого, доля электроэнергии, произведенной из возобновляемых источников энергии, включая крупные гидроэлектростанции, в валовом конечном потреблении электроэнергии достигнет около 50 % в 2030 году и 60% - в 2040 году.

Решением Правительства Республики Армения N 398-Л от 24 марта 2022г. была одобрена «Программа по энергосбережению и возобновляемой энергетике на 2022-2030гг.». 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 энергетики, а также снижения отрицательного влияния техногенных факторов на окружающую среду и здоровье человека.

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

В течение 2023 года в рамках, согласованных с комиссией инвестиционных программ были осуществлены инвестиции в энергетическую инфраструктуру закрытыми акционерными обществами «Электрические сети Армении», «Газпром Армения», «КонтурГлобал ГидроКаскад», «Международная энергетическая корпорация», «Вычислительный центр», «Армянская АЭС» и «Высоковольтные электрические сети». Кроме того, закрытые акционерные общества «АЭС» 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 2022 и 2023 годах в рамках инвестиционных программ, составил более 130 млрд драмов.

В 2024 году инвестиции в энергетическую инфраструктуру Армении составили более 133 млрд драмов. Средства вкладывались в рамках программ, согласованных с Комиссией по регулированию общественных услуг (КРОУ), ЗАО «Электрические сети Армении», «Газпромом Армении», «Международной энергетической корпорацией», «Армянской атомной электростанцией», «Высоковольтными электросетями» и «Ереванской ТЭЦ»⁴¹.

В 2025 году в электроэнергетическую систему Армении было инвестировано 52 млрд драмов (почти \$140 млн). Из этой суммы около 31 млрд драмов вложено в электроэнергетическую систему⁴².

⁴¹ <https://armeniatoday.am/economica/892328/>

⁴² <https://arka.am/news/economy/pochti-140-mln-investirovano-v-sfery-elektroenergetiki-i-gazosnabzheniya-armenii-v-2025-godu-glava-k/>

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.

Ниже представлен перечень некоторых проектов в сфере энергосбережения в Республике Армения:

- С 01.07.2022 года по 01.07.2025⁴³ года в Республике Армения была реализована программа государственной поддержки работ по энергосберегающему ремонту квартир и индивидуальных жилых домов.
- Проект «Энергоэффективные регионы»: задействование механизмов повышения энергосбережения в общественных зданиях и содействие развитию «зеленой энергетики» (2022-2024, Евразийского фонд стабилизации и развития).
- Программа демонстрационно-экспериментальных мероприятий высокоэффективного энергосбережения и возобновляемой энергетики, ориентированная на большое население (22.08.2023-14.11.2024, GIZ Немецкая Организация Международного Сотрудничества).
- Программа технической поддержки для обновления Фонда Возобновляемой Энергетики и Энергосбережения Армении Европейским Союзом (30.06.2024 -16.12.2024, Евросоюз).
- Проект Повышения Энергоэффективности, 2012-2016 гг., Всемирный Банк.
- Проект Повышения энергоэффективности в жилых зданиях, 2012-2013 гг., Европейский Банк реконструкции и развития (ЕБРР).

⁴³<https://arka.am/news/economy/v-armenii-zavershaetsya-programma-energoeffektivnogo-remonta-zhilya-ee-obshchiy-byudzhety-za-3-goda-d/>

7. Реализация государственных инвестиционных программ по использованию возобновляемых источников энергии и охране окружающей среды

С 2006 года в Республике действует Фонд возобновляемой энергии и энергоэффективности Армении. Он был создан правительством Республики Армения в соответствии с законом РА «Об энергосбережении и возобновляемой энергетике» в качестве самостоятельной общественной организации.

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

Согласно Постановлению Правительства РА №398-Л от 24 марта 2022 года была утверждена «Программа по энергосбережению и возобновляемой энергетике на 2022- 2030 гг.»⁴⁴. 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. Программа была разработана при технической поддержке проекта EU-UNDP «EU4Climate».

В 2024 году в Армении был реализован крупный проект в сфере ВИЭ - это солнечная электростанция «Масрик-1». Проект реализован китайской компанией СМЕС совместно с армянским филиалом China Armenia Engineering по заказу испанской компании Fotowatio Renewable Ventures (FRV). Инвестиции в проект составили около \$57,2 млн⁴⁵. «Масрик-1» стала крупнейшей солнечной электростанцией в Армении на момент запуска.

Основные характеристики:

- мощность — 55 МВт;
- площадь — 130 гектаров;
- использовано 115 тысяч солнечных панелей и 1597 кластеров систем слежения за солнцем;
- годовая выработка электроэнергии — около 24 млн кВт·ч.

⁴⁴ <https://nature-ic.am/en/publications/program-on-energy-saving-and-renewable-energy-for-2022-2030>

⁴⁵ <https://armenpress.am/ru/article/1218186>



«Масрик-1»

Ещё один значимый проект для Республики Армения - это строительство солнечной электростанции «Айг - 1». Приступить к работе планируется в начале 2026 года⁴⁶. Проект предполагает возведение солнечной электростанции мощностью 200 МВт на площади 490 гектаров в общинах Даштадем и Талин. Реализацией занимается компания Masdar из ОАЭ, которой принадлежит 85% акций специально созданной в Армении компании. Оставшиеся 15% акций находятся у правительства Армении.

⁴⁶ <https://provie.ru/id/1500>

8. 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

Евразийский экономический союз (ЕАЭС) — международное интеграционное экономическое объединение, в которое с 2 января 2015 года входит Армения. Одна из основных целей ЕАЭС — формирование единого рынка товаров, услуг, капитала и трудовых ресурсов в рамках союза.

В 2025 году велась работа над подготовкой базовых документов, формирующих архитектуру рынка, включая правила взаимной торговли электроэнергией, информационного взаимодействия участников рынка и определения и распределения пропускной способности межгосударственных сечений энергосетей.

Министр по энергетике и инфраструктуре Евразийской экономической комиссии Арзыбек Кожошев заявил, что с 1 января 2027 года в ЕАЭС должен заработать единый электроэнергетический рынок⁴⁷.

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.

Еще одним направлением сотрудничества является проект EU4Energy⁴⁸ «Содействие переходу к чистой энергетике в странах Восточного партнерства». В рамках проекта ЕС помогает Армении разработать и внедрить политику, которая укрепляет независимость и эффективность энергетического регулирования, защищает потребителей и способствует использованию устойчивых энергетических технологий.

3. Армения-Иран

В настоящее время между Арменией и Ираном свои поставки осуществляются по действующим ЛЭП «Агарак – Мегри» (220 кВ) и «Норадуз

⁴⁷ <https://ria.ru/20250626/eaes-2025632082.html>

⁴⁸ <https://armenpress.am/ru/article/1216444>

– Агарак» (220 кВ). Эти линии используются для перетоков электроэнергии в рамках программы «Газ в обмен на электроэнергию».

Помимо этого, по словам Министра территориального управления и инфраструктур Республики Армения ЛЭП Армения-Иран готова на 85% и будет сдана в эксплуатацию в 2026 году.

Ранее сообщалось, что в I полугодии 2026 года линия может быть подключена к сети, но частично (от иранской границы к подстанции Нораван в районе Сисиана, которая также пока еще строится). Это повысит суммарную пропускную способность линий до 500 МВт. Работы должны продолжиться до полного завершения проекта: обе цепи ЛЭП нужно будет провести до села Ддмашен (вблизи города Севан), где будет построена еще одна подстанция. Общая стоимость проекта составляет около 108 млн евро, из них 77% составляет кредит от Банка развития экспорта Ирана, оставшиеся 23% вложил подрядчик (компания Sunir)⁴⁹.

Госпредприятие «Ереванская ТЭЦ» – единственный субъект, осуществляющий экспорт электроэнергии из Армении в Иран. По схеме «Электроэнергия в обмен на газ», Армения отдаёт в Иран 3 кВт/ч за каждый полученный 1 кубометр газа⁵⁰.

4. Армения-Грузия

В 2026 году правительство Армении одобрило проект по соединению энергосистем страны и Грузии в рамках программы «Кавказская сеть электропередач ЕС, этап II»⁵¹.

В обосновании говорится, что целью программы является соединение армянской и грузинской энергосистем с помощью высоковольтной преобразовательной подстанции высоковольтного постоянного тока 500/400/220 кВ, расположенной недалеко от границы – в Айруме (Армения).

В итоге, планируется увеличить мощность электроэнергетического обмена Армения-Грузия с нынешних 200 МВт до 350 МВт на первом этапе, а затем, в зависимости от спроса на региональном рынке, до 1050 МВт. Общий бюджет кредитных и грантовых средств, выделенных на реализацию программы, составляет 188,75 млн. евро, без налогов.

5. Армения-Азербайджан

Армения и Азербайджан объединят свои энергетические системы, получив взаимный доступ к возможностям экспорта и импорта электроэнергии на равных условиях. По словам премьер-министра Армении Николы Пашиняна в ходе выступления в парламенте, объединение произойдет в рамках более широко маршрута «Маршрут Трампа во имя международного мира и процветания» (TRIPP)⁵².

⁴⁹<https://am.sputniknews.ru/20260203/sinkhronizatsiya-realna-khudatyan-ob-obschey-energositse-armenii-s-sosednyami-i-opaseniyakh-irana-98346689.html>

⁵⁰<https://dzen.ru/a/aVvhDUPBn05vqO50>

⁵¹<https://news.am/ru/news/935794>

⁵²https://oilcapital.ru/news/2026-01-21/armeniya-i-azerbaydzhan-ob-edinyat-energeticheskie-sistemy-v-ramkah-proekta-trampa-5539066?utm_source=yandex.ru&utm_medium=organic&utm_campaign=yandex.ru&utm_referrer=yandex.ru

Для соединения систем предполагается прокладка 42-километрового коридора через южную Армению. Этот маршрут предоставит Азербайджану прямое сообщение с эксклавом Нахичевань, а далее с Турцией. Для реализации проекта Армения и США договорились создать совместную компанию TRIPP Development.

9. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период с 2015-2025 гг.

9.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2026)

Таблица 1 – Электростанции Республики Армения по состоянию на 01.01.2026 по данным Министерства территориального управления и инфраструктур 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
Гидроэлектростанции 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	-	193	447
2	Ветряная ЭС	-	4	4,23
3	Солнечная ЭС	-	98	458,791
	Итого:			910,021
Прочие				
1	Малые ТЭС	-	3	14

	Итого (общее):			4188,321

Суммарная установленная мощность по данным Министерства территориального управления и инфраструктур Республики Армения за 2025 год составила 4188,321 МВт. Структура установленных мощностей по типам генерации за 2025 год представлена на Рисунке 1 (ТЭС – 1813,3 МВт (43,3 %), ГЭС – 979 МВт (23,4 %), АЭС – 472 МВт (11,3 %), ВИЭ (СЭС, ВЭС) – 910,021 МВт (21,7 %), прочие - 14 МВт (0,3%)).

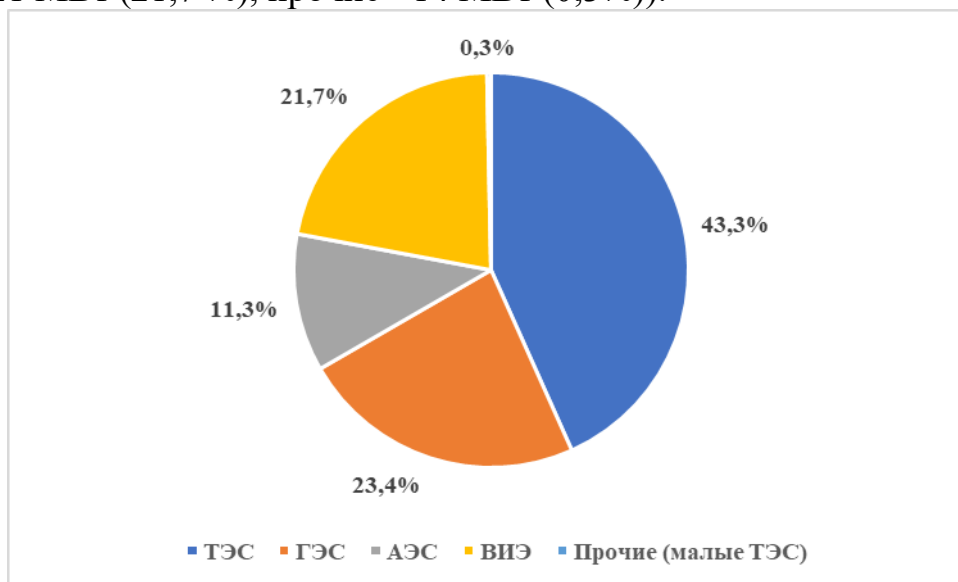


Рисунок 1 – Структура установленных мощностей по типам генерации в Республике Армения за 2025 год по данным Министерства территориального управления и инфраструктур Республики Армения

9.1.1 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		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		56,9	26,8	22,4	26,94	77,72	32,9	323,59	160	13,69	142,48	111,95
В т.ч.	ТЭС	-	-	-	-	-	-	254	29,9	-	-	-
	ГЭС (выше 25 МВт*)	-	-	-	-	-	-	-	13,4	-	-	-
	АЭС	-	-	-	10	62	-	-	-	-	-	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт* и ниже)	56,9	26,8	22,4	16,94	15,72	32,9	69,59	116,7	13,69	142,48	111,95
	прочие	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)		0	0	0	0	1,5	10,6	2,2	0,8	0	0,2	0
В т.ч.	ТЭС	-	-	-	-	-	8,4	-	-	-	-	-
	ГЭС (выше 25 МВт*)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	АЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт* и ниже)	-	-	-	-	1,5	2,2	2,2	0,8	-	0,2	-
	прочие	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

9.1.2 Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в период 2024-2025 гг.

Таблица 3 - Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в период 2024 – 2025 гг.

№	Наименование электростанций и генерирующих мощностей	Мощность (МВт)
2024 год		
1	ВИЭ	142,48
2025 год		
1	ВИЭ	111,95

9.2 Электрические сети

9.2.1 Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 4 – Системообразующий сетевой комплекс по состоянию на конец 2023 года (по данным Министерства территориального управления и инфраструктур Республики Армения)

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

Таблица 5 – Системообразующие электрические подстанции по состоянию на конец 2023 года (по данным Министерства территориального управления и инфраструктур Республики Армения)

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

9.2.2 Распределительный электросетевой комплекс

Таблица 6 – Распределительные ЛЭП по состоянию на конец 2023 года (по данным Министерства территориального управления и инфраструктур Республики Армения)

№	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

Таблица 7 – Распределительные электрические подстанции по состоянию на конец 2023 года (по данным Министерства территориального управления и инфраструктур Республики Армения)

№	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	-

9.2.3 Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 8 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи по состоянию на 2025 год

№	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	

9.3 Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 9 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		7,8	7,3	7,8	7,8	7,6	7,7	7,7	8,91	8,5	8,9	9,2
В т.ч.	ТЭС	2,8	2,6	2,9	3,4	3,0	3,1	3,4	3,9	3,7	3,5	3,4
	ГЭС (выше 25 МВт*)	1,4	1,4	1,4	1,3	1,4	0,9	1,4	1,13	0,9	1,1	1,3
	АЭС	2,8	2,4	2,6	2,1	2,2	2,8	2,0	2,8	2,7	2,8	2,9
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт* и ниже)	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	0,9	0,9	1,0	1,1	1,5	1,6
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		6,7	6,3	6,7	6,4	6,5	6,5	7,1	7,63	7,4	7,5	7,8
Межгосудар- ственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	передача (экспорт)	1,3	1,2	1,4	1,6	1,2	1,3	0,9	1,4	1	1,5	1,5
	получение (импорт)	0,2	0,2	0,3	0,2	0,1	0,1	0,3	0,12	0,1	0,1	0,1
Установленная мощность (МВт)		3265	3291,77	3314,13	3341,31	3417,52	3439,83	3761,22	3920,4	3934,09	4076,37	4188,321
В т.ч.	ТЭС	1537,8	1537,8	1537,8	1537,8	1537,8	1529,4	1783,4	1813,3	1813,3	1813,3	1813,3
	ГЭС (выше 25 МВт)	965,4	965,4	965,36	965,6	965,6	965,6	965,6	979,0	979,0	979,0	979,0
	АЭС	400	400	400	410	472	472	472	472	472	472	472
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт* и ниже)	347,8	374,57	396,97	413,91	428,13	458,83	540,22	656,1	655,79	798,1	910,021
	прочие	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		1262	1240	1176	1190	1155	1233	1272	1263	1320	1350	1531
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,03	50,06	50,07	50,05	49,96	50,03	50,01	49,9	49,92	49,78	49,93
Расход ЭЭ на СН эл. Станций (млрд.кВт·ч)		0,36	0,33	0,35	0,35	0,33	0,34	0,31	0,37	0,33	0,33	0,34

9.4 Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Таблица 10 - Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн. кВтч)	879,5	824,1	771,4	654,6	579,8	616,2	772,3	854	764,5	725,8	783,5	969,7
Потребление электроэнергии (млн. кВтч)	769,6	702,8	616,4	539,7	516,3	533,5	656	703,7	595,7	591,6	679,8	852,6

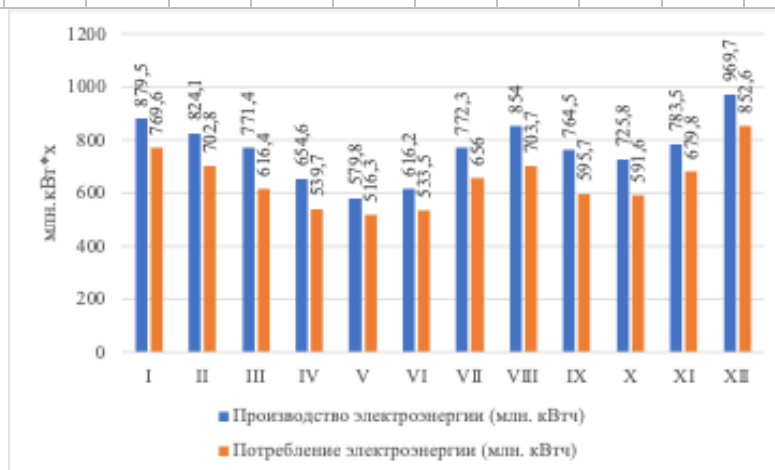


Рисунок 2 - Динамика производства и потребления электроэнергии (млн.кВт*ч) в Республике Армения за 2025 год

9.5 Суточный график в день годового максимума нагрузки в 2025 году

Таблица 11 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (29.12. 2025 год)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	1130	1035	972	946	922	937	996	1045	1212	1344	1393	1446
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	1405	1405	1417	1430	1498	1531	1513	1512	1507	1468	1394	1310

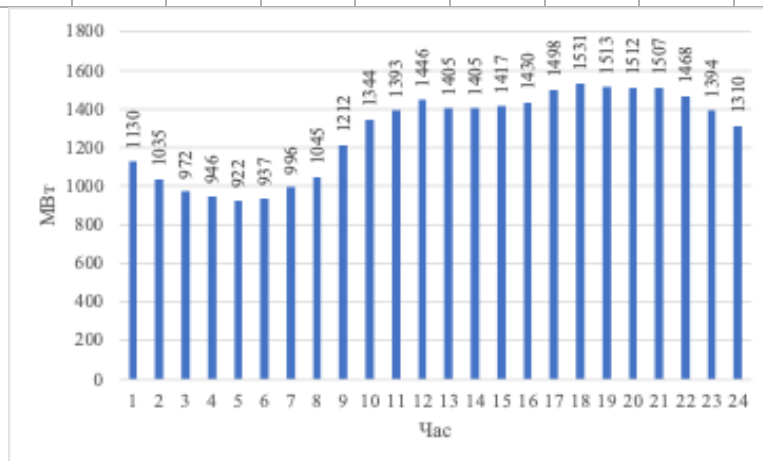


Рисунок 3 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (29.12. 2025 год)

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

1. Общая характеристика энергосистемы

Белорусская энергосистема представляет собой динамично развивающийся, высокоавтоматизированный комплекс электрических станций, электрических и тепловых сетей, крупную и хорошо организованную систему, которая надежно и экономично обеспечивает промышленных, сельскохозяйственных потребителей и население страны электрической и тепловой энергией.

Основные приоритеты развития энергетической отрасли Беларуси – внедрение низкоуглеродных технологий, цифровая трансформация отрасли, развитие атомной энергетики и интеграция в энергетической сфере.

В Республике Беларусь реализован проект по сооружению атомной электростанции «АЭС – 2006» поколения 3+. Энергоблок № 1 Белорусской АЭС принят в промышленную эксплуатацию 10.06.2021, энергоблок № 2 – 01.11.2023. Проект соответствует самым строгим нормам и рекомендациям Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ) и отличается повышенными характеристиками безопасности. Белорусская АЭС стала импульсом для развития электросетевой инфраструктуры и смежных высокотехнологичных областей, повышения электропотребления в республике.

Развитие топливно-энергетического комплекса Беларуси нацелено на инновации, которые являются ключевым фактором экономического развития и модернизации экономики страны, в том числе энергетической сферы. Актуальными направлениями обеспечения стабильной и устойчивой работы энергетической сферы Республики Беларусь являются внедрение инновационного оборудования и технологий, создание и производство импортозамещающей продукции, цифровая трансформация энергетики.

Управление деятельностью Белорусской энергосистемы осуществляет государственное производственное объединение электроэнергетики ГПО «Белэнерго» (далее – ГПО «Белэнерго»), подчинённое Министерству энергетики Республики Беларусь. Предметом деятельности государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» является организация надежного, безопасного, экономически эффективного функционирования и инновационного развития производства, передачи, распределения и продажи электрической и тепловой энергии.

Основными задачами ГПО «Белэнерго» являются:

- оказание услуг по управлению эффективным функционированием государственных и негосударственных организаций и консультационных услуг, связанных с их коммерческой деятельностью;
- производство, передача, распределение и продажа электрической и тепловой энергии;

- продажа электрической энергии, производимой на территории Республики Беларусь либо за ее пределами, а также продажа тепловой энергии;
- услуги по:
 - ✓ межгосударственной передаче (транзиту) электрической энергии;
 - ✓ деятельности в области автомобильного транспорта;
 - ✓ прочим видам деятельности.

ГПО «Белэнерго» в соответствии с основными задачами выполняет следующие функции:

- осуществляет техническую политику;
- проводит научно-техническую политику;
- осуществляет экономическую политику;
- осуществляет единую политику при разработке планов строительства, реконструкции, модернизации объектов электроэнергетики на основании анализа структуры потребления электрической и тепловой энергии и организует их выполнение;
- проводит единую политику по эффективному использованию государственного имущества организациями, входящими в состав государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго»;
- проводит единую кадровую политику в государственном производственном объединении электроэнергетики «Белэнерго» и организациях, входящих в его состав;
- обеспечивает соблюдение законности при осуществлении производства, передачи, распределения и продажи электрической и тепловой энергии и других вопросов в соответствии с Уставом;
- осуществляет в установленном порядке внутренний (внутрихозяйственный) контроль за финансовой, хозяйственной и производственной деятельностью аппарата управления объединения;
- выполняет иные функции в соответствии с законодательством, в том числе Уставом, и поручениями Министерства энергетики Республики Беларусь.

В состав ГПО «Белэнерго» входят: аппарат управления и 15 подведомственных организаций, 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.

Численность работников Белорусской энергосистемы составляет 59,6 тысяч человек.

На рисунке 1 представлена организационная структура ГПО «Белэнерго».

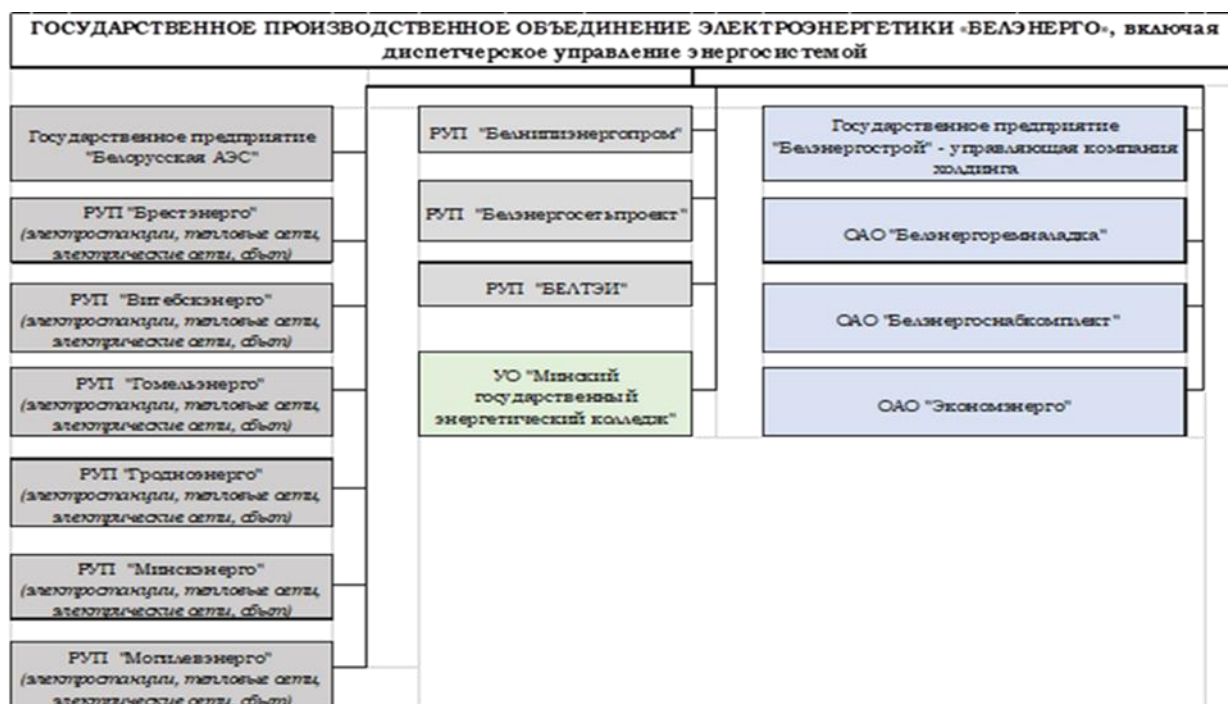


Рисунок 1 – Организационная структура ГПО «Белэнерго»

Импорт электрической энергии.

В 2015 – 2017 годах импорт электроэнергии в Республику Беларусь осуществлялся на гарантированной основе с динамикой снижения объемов с 6,7 до 2,7 млрд. кВт*ч в связи с вводами новых экономичных энергетических мощностей. С 2018 года импорт электроэнергии осуществляется в небольших объемах, в основном в целях балансирования режимов работы Белорусской энергосистемы (из Российской Федерации), а также в целях электроснабжения приграничных районов Республики Беларусь (из Украины), при получении нормативного аварийного резерва мощности (из Российской Федерации, Эстонии и Украины).

С 2018 года импорт электроэнергии осуществлялся в небольших объемах, в основном в целях балансирования режимов работы Белорусской энергосистемы (из Российской Федерации), а также в целях электроснабжения приграничных районов Республики Беларусь (из Украины), при получении нормативного аварийного резерва мощности (из Российской Федерации, Эстонии и Украины).

Отказ от импорта электроэнергии стал возможным благодаря модернизации энергосистемы и замещению импорта выработкой на собственных энергоисточниках с меньшими затратами.

Коммерческий импорт электрической энергии в 2025 году не осуществлялся, импорт электрической энергии осуществлялся только в целях технологического балансирования ОЭС Беларуси из Российской Федерации, в количестве 41,898 млн. кВт*ч.

Таблица 1 - Импорт электроэнергии в 2015 – 2025 годах

Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Импорт млрд. кВт·ч	2,816	3,180	2,733	0,050	0,032	0,154	0,500	0,034	0,032	0,034	0,042

Экспорт электрической энергии.

В соответствии с технической возможностью и благоприятной ценовой конъюнктурой с 2018 года увеличился объем экспорта электрической энергии. Вместе с тем, в соответствии с законодательством Литвы 03.11.2020 после начала производства электрической энергии на Белорусской АЭС прекращена торговля электрической энергией посредством торгового сечения «Беларусь-Литва», а с 24.02.2022 прекращена параллельная работа ОЭС Беларуси с ОЭС Украины, в связи с отключением межгосударственных линий связи энергосистемы Украины с энергосистемами Республики Беларусь и Российской Федерации.

С 08.02.2025 прекращена синхронная работа энергосистем стран Балтии с ЕЭС России и ОЭС Беларуси по причине выхода стран Балтии из Соглашения о параллельной работе энергосистем Беларуси, России, Эстонии, Латвии и Литвы.

Белорусская энергосистема и Польская энергосистема работают в разных синхронных зонах, имеющиеся межгосударственные связи отключены. Торговля электрической энергией с энергосистемой Польши может осуществляться только после строительства вставки постоянного тока на существующих линиях электропередачи и их реконструкции.

Коммерческий экспорт электрической энергии в 2025 году из Республики Беларусь не осуществляется.

С вводом в эксплуатацию Белорусской АЭС существующий экспортный потенциал Республики Беларусь позволяет удовлетворить потребности стран, которые являются энергодефицитными.

В настоящее время экспорт электрической энергии возможен в режиме параллельной работы в рамках существующих договоров с Российской Федерацией.

Наиболее перспективным рынком для экспорта белорусской электрической энергии можно считать ОЭР ЕАЭС (Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика и Российская Федерация), с последующей возможностью выхода на рынки других государств.

Таблица 2 - Экспорт электроэнергии в 2015 – 2025 годах

Год	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Экспорт, млрд. кВт·ч	0,194	0,160	0,147	1,040	2,370	0,653	1,192	0,815	0	0,005	0

Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 25 февраля 2020 г. № 7 одобрена Концепция развития электрогенерирующих

мощностей и электрических сетей на период до 2030 года, в которой рассмотрены варианты развития ОЭС Беларуси в условиях сохранения или выхода из параллельной работы с ЭС Литвы и ОЭС Украины.

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

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.

Постановлением Министерства антимонопольного регулирования и торговли Республики Беларусь от 6 августа 2021 г. № 55 утверждена Инструкция о порядке установления и применения регулируемых цен (тарифов), определяющая порядок установления и применения цен (тарифов) на товары (работы, услуги), регулируемых согласно Указу № 72.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 марта 2014 г. № 222 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 средних уровней тарифов на указанные топливно-энергетические ресурсы, которые являются основой для установления тарифов на электрическую и тепловую энергию дифференцированных по группам потребителей.

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

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 – 518⁵³;
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 другие⁵⁴;
3. Кодекс Республики Беларусь о земле от 23 июля 2008 года № 425-3, статьи 1, 6, 9, 50, 91, 92 и другие⁵⁵;
4. Лесной кодекс Республики Беларусь от 24 декабря 2015 года № 332-3, статьи 1, 4, 40⁵⁶;
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 другие⁵⁷;
6. Жилищный кодекс Республики Беларусь от 28 августа 2012 года № 428-3, статьи 21, 25, 26, 29 – 34, 90, 91, 177 и другие⁵⁸.

Основные Законы Республики Беларусь, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. Закон Республики Беларусь от 26 ноября 1992 г. № 1982-XII «Об охране окружающей среды», статьи 32, 39, 51, 634, 74, 82⁵⁹;
2. Закон Республики Беларусь от 10 мая 1999 г. № 255-3 «О ценообразовании»⁶⁰;
3. Закон Республики Беларусь от 16 декабря 2002 г. № 162-3 «О естественных монополиях»⁶¹;
4. Закон Республики Беларусь от 16 декабря 2008 г. № 2-3 «Об охране атмосферного воздуха»⁶²;
5. Закон Республики Беларусь от 5 сентября 1995 г. № 3848-XII «Об обеспечении единства измерений» (статьи 1, 3, 5, 16 и другие)⁶³;
6. Закон Республики Беларусь от 15 июля 2010 г. № 169-3 «Об объектах, находящихся только в собственности государства, и видах деятельности, на

⁵³ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30415161&pos=14;-114#pos=14;-114

⁵⁴ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=38043824

⁵⁵ https://continent-online.com/Document/?doc_id=30414544

⁵⁶ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31915812

⁵⁷ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30553155

⁵⁸ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31249714

⁵⁹ https://continent-online.com/Document/?doc_id=30450550

⁶⁰ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30415960

⁶¹ https://continent-online.com/Document/?doc_id=30548411#pos=0;200

⁶² <https://etalonline.by/document/?regnum=h10800002&ysclid=mov50r5pip310512461>

⁶³ <https://pravo.by/404.php>

осуществление которых распространяется исключительное право государства»⁶⁴;

7. Закон Республики Беларусь от 27 декабря 2010 г. № 204-З «О возобновляемых источниках энергии»⁶⁵;

8. Закон Республики Беларусь от 12 декабря 2013 г. № 94-З «О противодействии монополистической деятельности и развитии конкуренции»⁶⁶;

9. Закон Республики Беларусь от 8 января 2015 г. № 239-З «Об энергосбережении»⁶⁷;

10. Закон Республики Беларусь от 5 января 2016 г. № 354-З «О промышленной безопасности»⁶⁸;

11. Закон Республики Беларусь от 30 мая 2022 г. № 173-З «О регулировании отношений в сфере использования возобновляемых источников энергии»⁶⁹.

12. Закон Республики Беларусь от 10 октября 2022 г. № 208-З «О регулировании безопасности при использовании атомной энергии»⁷⁰;

13. Закон Республики Беларусь 5 мая 2023 г. № 262-З «О ратификации соглашения между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о сотрудничестве в области обращения с отработавшим ядерным топливом»⁷¹;

14. Закон Республики Беларусь от 18 июня 2019 г. № 198-З «О радиационной безопасности»⁷²;

15. Закон Республики Беларусь 28 июня 2024 г. № 14-З «О ратификации Протокола о внесении изменений и дополнений в Соглашение между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о некоторых мерах по обеспечению параллельной работы объединенной энергетической системы Республики Беларусь и Единой энергетической системы Российской Федерации от 15 марта 2011 года»⁷³;

16. Закон Республики Беларусь от 9 декабря 2025 г. № 114-З «О ратификации Договора между Республикой Беларусь и Российской Федерацией о формировании объединенного рынка электрической энергии Союзного государства»⁷⁴.

Указы Президента Республики Беларусь, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

⁶⁴ https://continent-online.com/Document/?doc_id=30789954#pos=0;300

⁶⁵ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=32614

⁶⁶ https://continent-online.com/Document/?doc_id=31486214&show_di=1#pos=0;300

⁶⁷ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31651414

⁶⁸ https://continent-online.com/Document/?doc_id=33453051#pos=1;-111

⁶⁹ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=140756

⁷⁰ <https://energodoc.by/document/view?id=4323>

⁷¹ <https://npa.espot.by/documents/H12300262?ysclid=mc39qcdif2799055162>

⁷² <https://etalonline.by/document/?regnum=h11900198&ysclid=movdwg6xgk536314161>

⁷³ <https://etalonline.by/document/?regnum=h12400014&ysclid=mc39r4faob8160710>

⁷⁴ <https://etalonline.by/document/?regnum=H12500114&ysclid=movdx5sofh335606756>

1. Указ Президента Республики Беларусь от 15 августа 1994 г. № 50 «О расчетах потребителей за природный газ, электрическую и тепловую энергию»⁷⁵;
2. Указ Президента Республики Беларусь 20 марта 1996 г. № 109 «О мерах по повышению эффективности использования электрической и тепловой энергии»⁷⁶;
3. Указ Президента Республики Беларусь от 22 декабря 2010 г. № 670 «О некоторых вопросах оплаты природного газа, электрической и тепловой энергии»⁷⁷;
4. Указ Президента Республики Беларусь от 25 февраля 2011 г. № 72 «О некоторых вопросах регулирования цен (тарифов) в Республике Беларусь»⁷⁸;
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»⁷⁹;
6. Указ Президента Республики Беларусь от 6 августа 2014 г. № 397 «О технологическом присоединении электроустановок»⁸⁰;
7. Указ Президента Республики Беларусь от 22.12.2018 № 493 «О некоторых мерах по повышению надежности белорусской энергосистемы»⁸¹;
8. Указ Президента Республики Беларусь от 24 сентября 2019 г. № 357 «О возобновляемых источниках энергии»⁸²;
9. Указ Президента Республики Беларусь от 14 апреля 2020 г. № 127 «О возмещении расходов на электроснабжение эксплуатируемого жилищного фонда»⁸³;
10. Указ Президента Республики Беларусь от 05 апреля 2021 г. № 137 «О регулировании деятельности в области использования атомной энергии и источников ионизирующего излучения»⁸⁴;
11. Указ Президента Республики Беларусь от 16 апреля 2021 г. № 153 «О развитии электроэнергетики»⁸⁵;
12. Указ Президента Республики Беларусь от 5 октября 2021 г. № 381 «О строительстве распределительных электрических сетей»⁸⁶;
13. Указ Президента Республики Беларусь от 31 марта 2022 г. № 130 «О расчетах за природный газ, электрическую и тепловую энергию»⁸⁷;

⁷⁵ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=35349896&show_di=1

⁷⁶ <http://pravo.levonevsky.org/bazaby11/republic57/text001.htm>

⁷⁷ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31632487&show_di=1

⁷⁸ https://continent-online.com/Document/?doc_id=30943721#pos=0;0

⁷⁹ https://continent-online.com/Document/?doc_id=31482993#pos=1;-11

⁸⁰ https://continent-online.com/Document/?doc_id=31594081#pos=0;200

⁸¹ <https://etalonline.by/document/?regnum=p31800493&ysclid=move2vr2m9813750051>

⁸² <https://president.gov.by/ru/documents/ukaz-357-ot-18-sentjabrja-2019-g-22079>

⁸³ https://continent-online.com/Document/?doc_id=36712268

⁸⁴ <https://etalonline.by/document/?regnum=p32100137&ysclid=move3tctox145785892>

⁸⁵ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=36613562&show_di=1

⁸⁶ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=34648476

⁸⁷ https://continent-online.com/Document/?doc_id=39583914#pos=1;-91

14. Указ Президента Республики Беларусь от 6 октября 2022 г. № 354 «О расчетах за природный газ, электрическую и тепловую энергию»⁸⁸;
15. Указ Президента Республики Беларусь от 12 апреля 2023 г. № 101 «Об организации системы обращения с радиоактивными отходами»⁸⁹;
16. Указ Президента Республики Беларусь от 12 сентября 2024 г. № 358 «О повышении надежности электроснабжения»⁹⁰.
17. Указ Президента Республики Беларусь от 01 апреля 2025 г. № 135 «О приоритетных направлениях научной, научно-технической и инновационной деятельности на 2026-2030 годы»⁹¹.

Отдельные вопросы в сфере электроэнергетики, урегулированные постановлениями Совета Министров Республики Беларусь:

1. Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 октября 2011 г. № 1394 «Об утверждении Правил электроснабжения»;
2. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 24 июня 2011 г. № 836 «Об утверждении положения о порядке ведения государственного кадастра возобновляемых источников энергии и использования его данных, положения о порядке подтверждения происхождения энергии, производимой из возобновляемых источников энергии, и выдачи сертификата о подтверждении происхождения энергии и о внесении дополнений в некоторые постановления Совета Министров Республики Беларусь»;
3. Постановление Совета Министров Республики Беларусь 30 декабря 2013 г. № 1166 «Об установлении для населения цен на газ, тарифов на электрическую и тепловую энергию, утверждении затрат на единицу оказываемых населению коммунальных услуг газо- и энергоснабжающими организациями министерства энергетики»;
4. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 17 марта 2014 г. № 222 «Об утверждении Положения о порядке формирования цен (тарифов) на природный и сжиженный газ, электрическую и тепловую энергию»;
5. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31 октября 2014 г. № 1031 «О мерах по реализации Указа Президента Республики Беларусь от 6 августа 2014 г. № 397», которым утверждены Положение о порядке заключения договора на технологическое присоединение электроустановок к электрическим сетям, Положение о порядке формирования платы за технологическое присоединение электроустановок к электрическим сетям;

⁸⁸ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=37887108&show_di=1

⁸⁹ https://president.gov.by/ru/documents/ukaz-no-101-ot-12-aprelya-2023-g?TSPD_101_R0=08eaf62760ab2000a57ce6895cdd10258bcecd5fe22c0a55dfa1808ada8a1981bbe9127ac936b9710825e09ae2144800bdcd67f3fa96ee9768a71eaceba6d276b6d9c6d5047e18f35fce8e9faa53746e81e0573ff2aff7fda6b55dbc7d247ee06774abcd61f5cbc688ccf82611b015104c5ef4165e3420fa

⁹⁰ <https://president.gov.by/ru/documents/ukaz-no-358-ot-12-sentabra-2024-g>

⁹¹ https://president.gov.by/ru/documents/ukaz-no-135-ot-1-aprela-2025-g?TSPD_101_R0=08eaf62760ab2000e6f96e3493581e71db96166474af020db459af986d525edd63a128adad2f8055084f72423e144800501598164d8a3e33ca9704b5576a739abd933d2d3340dfa146bbd5da305f481a136f49ae3a5bcff9baef6cb031d55149e0c086becad5a76e9ef569707ad17fe7861a6304ab4979a8

6. 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»;
7. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 г. № 169 «Об утверждении комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции и межотраслевого комплекса мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года»;
8. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 18 марта 2016 г. № 216 «Об утверждении положений по вопросам энергосбережения»;
9. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 29 марта 2019 г. № 213 «О государственном энергетическом и газовом надзоре», которым утверждено Положением о государственном энергетическом и газовом надзоре;
10. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 18.01.2019 № 32 «Об утверждении перечня инвестиционных проектов по строительству пиково-резервных энергоисточников и установке электродвигателей»;
11. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 14 мая 2020 г. № 286 «Об утверждении Правил подготовки организаций к отопительному сезону, его проведения и завершения»;
12. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 6 июля 2020 г. № 403 «О реализации Указа Президента Республики Беларусь от 14 апреля 2020 г. № 127»;
13. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 24 декабря 2020 г. № 758 «Об утверждении Программы деятельности Правительства Республики Беларусь на период до 2025 года»;
14. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 16 января 2021 г. № 16 «О реализации Указа Президента Республики Беларусь от 22 октября 2020 г. № 375»;
15. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 28.01.2021 № 50 «Об утверждении Государственной программы «Комфортное жилье и благоприятная среда» на 2021 – 2025 годы»;
16. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 28.01.2021 № 51 «Об утверждении Государственной программы «Строительство жилья» на 2021 – 2025 годы»;
17. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 24 февраля 2021 г. № 103 «О Государственной программе «Энергосбережение» на 2021 - 2025 годы»;
18. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 2 июля 2021 г. № 381 «О мерах по реализации Указа Президента Республики Беларусь от 16 апреля 2021 г. № 153», которыми утверждены Правила доступа к услугам по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, Правила доступа к услугам по передаче и (или) распределению электрической энергии;

19. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 31 декабря 2021 г. № 796 «О реализации Указа Президента Республики Беларусь от 5 октября 2021 г. № 381»;
20. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 25 октября 2022 г. № 726 «Об источниках электрической и (или) тепловой энергии»;
21. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 2 сентября 2022 г. № 580 «О порядке использования высвободившихся средств»;
22. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 21 ноября 2022 г. № 794 «Об охранных зонах электрических сетей, размерах и режиме их использования»;
23. Постановление Совета Министров Республики Беларусь 28 июля 2023 г. № 492 «О реализации соглашения между Правительством Республики Беларусь и Правительством Российской Федерации о сотрудничестве в области обращения с отработавшим ядерным топливом»;
24. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 14 сентября 2023 г. № 598 «Об услугах, относящихся к сферам естественных монополий, цены (тарифы) на которые регулируются Министерством антимонопольного регулирования и торговли»;
25. Постановление Совета Министров Республики Беларусь от 09 октября 2023 г. № 668 «О реализации Закона Республики Беларусь от 10 октября 2022 г. № 208-З «О регулировании безопасности при использовании атомной энергии»;
26. Постановления Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 06 февраля 2024 г. № 4, от 02 июля 2024 г. № 52, от 28 августа 2024 г. № 60 «Об утверждении норм и правил по обеспечению ядерной и радиационной безопасности»;
27. Постановление Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь от 28 мая 2025 г. № 24 «О деятельности в области использования атомной энергии».

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

С 2016 года развитие электроэнергетики Республики Беларусь осуществлялось в рамках Комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции и межотраслевого комплекса мер по увеличению потребления электроэнергии до 2030 года, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 1 марта 2016 г. № 169 и Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016 – 2020 годы, утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 31 марта 2016 г. № 8.

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;
- реорганизовано ГПО «Белэнерго» (путем присоединения к нему РУП «ОДУ»);
- создан строительный холдинг «Белэнергострой холдинг» в сфере электроэнергетики с включением в него 7 специализированных организаций, входивших в состав ГПО «Белэнерго».
- В 2021 году принят Указ № 153 от 16 апреля 2021 г. «О развитии электроэнергетики», 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 в сфере передачи и (или) распределения электрической энергии по электрическим сетям энергоснабжающих организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике для последующего формирования в республике внутреннего оптового рынка электрической энергии (далее – ОРЭ РБ) с учетом международных обязательств Республики Беларусь.

Необходимость формирования ОРЭ РБ обусловлена пунктом 19 Протокола о внесении изменений в Договор о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 г. (в части формирования ОЭР ЕАЭС), а также подписанным 6 декабря 2024 г. Президентом Республики Беларусь и Президентом Российской Федерации Договором о формировании объединенного рынка электрической энергии Союзного государства.

На данном этапе формирования ОРЭ РБ утверждена Дорожная карта по разработке нормативных правовых актов и локальных правовых актов, регулирующих вопросы создания и функционирования ОРЭ РБ (далее – Дорожная карта по разработке нормативных правовых актов).

В соответствии с Дорожной картой по разработке нормативных правовых актов подготовлены:

проект Указа Президента Республики Беларусь «Об изменении Указа Президента Республики Беларусь», предусматривающий корректировку Указа Президента Республики Беларусь от 16 апреля 2021 г. № 153 «О развитии электроэнергетики» в рамках реализации первого этапа формирования и функционирования оптового электроэнергетического рынка;

проект постановления Совета Министров Республики Беларусь «Об изменении постановлений Совета Министров Республики Беларусь от 17 марта 2014 г. № 222 и от 2 июля 2021 г. № 381», определяющий правовые, экономические, организационные основы формирования и функционирования в Республике Беларусь оптового электроэнергетического рынка.

Кроме того, подготовлен проект Дорожной карты по формированию ОРЭ РБ, предусматривающий мероприятия, направленные на создание ОРЭ РБ, а также сроки реализации данных мероприятий с учетом продвижения белорусской и российской сторон в вопросах построения объединенного рынка газа Союзного государства.

На данном этапе разработана модель внутреннего оптового рынка Республики Беларусь с определением функций системного и сетевого операторов рынка и формированием субъектного состава внутреннего оптового рынка, а также укрупненная экономическая модель почасовой торговли электрической энергией на проектируемом рынке.

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

В Республике Беларусь реализовывались:

- Стратегия развития энергетического потенциала Республики Беларусь, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 09.08.2010 № 1180;
- Государственная программа развития Белорусской энергетической системы на период до 2016 года, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29 февраля 2012 г. № 194.
- Директива Президента Республики Беларусь от 14 июля 2007 г. № 3 «О приоритетных направлениях укрепления экономической безопасности государства», которой, в том числе, установлены цели и задачи по повышению уровня энергетической безопасности страны.

В целях укрепления энергетической безопасности и повышения энергетической независимости Республики Беларусь постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 23.12.2015 № 1084 утверждена Концепция энергетической безопасности Республики Беларусь. Этот документ, разработанный с перспективой до 2035 года, определяет не только концептуальные подходы, направленные на обеспечение энергетической безопасности государства и надежности энергоснабжения отраслей экономики и населения, но также ставит конкретные задачи в виде соответствующих индикаторов энергетической безопасности.

Концепция энергетической безопасности стала основополагающей для принятия программных документов, определяющих перспективы развития электроэнергетической отрасли. Так, с 2016 года были разработаны и утверждены:

- Комплексный план развития электроэнергетической сферы до 2030 года с учетом ввода в эксплуатацию Белорусской атомной электростанции, утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь 1 марта 2016 г. № 169;
- Государственная программа «Энергосбережение» на 2016 – 2020 годы, утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 28 марта 2016 г. № 248;
- Отраслевая программа развития электроэнергетической сферы на 2016 – 2020 годы, утверждена постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 31 марта 2016 г. № 8;
- Государственная программа «Энергосбережение» на 2021 – 2025 годы, утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24 февраля 2021 г. № 103;

Постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 25 февраля 2020 г. № 7 одобрена Концепция развития электрогенерирующих мощностей и электрических сетей на период до 2030 года (далее – Концепция).

В рамках реализации Концепции разработана и постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 5 апреля 2021 г. № 19 утверждена Программа комплексной модернизации производств энергетической сферы на 2021 – 2025 годы.

Целью Программы комплексной модернизации производств энергетической сферы на 2021 – 2025 годы является реализация в 2021 – 2025 годах мероприятий по комплексной модернизации электрических станций и котельных, электрических и тепловых сетей организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго», направленных на достижение основных показателей развития ОЭС Беларуси, определенных стратегическими документами.

Ключевыми итогами являются:

За 2011-2015 годы

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, а также замена, реконструкция и строительство тепловых сетей в объеме 577,5 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 составила 1 892 тыс. т у.т. Достигнуто снижение удельного расхода топлива на производство электроэнергии (в условиях, сопоставимых с 2010 годом) на 33,4 г у.т./кВт·ч. Использование местных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) с учетом вторичных энергоресурсов и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) составило 4 031,3 тыс. т у.т. с учетом использования попутного газа, что эквивалентно замещению 3,57 млрд. куб. м природного газа.
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. Снижение импортоспособности производства электрической и тепловой энергии. Достигнутый уровень к 2016 году – 64,4 % (74,9 % – в 2010 году).

За 2016-2020 годы

1. Сбалансированная модернизация и развитие генерирующих источников, электрических и тепловых сетей. Организациями ГПО «Белэнерго» введено 221,9 МВт (с блок-станциями, находящимся в параллельной работе с энергосистемой – 695 МВт) электрогенерирующих мощностей, выведено 305,4 МВт (с блок-станциями, находящимся в параллельной работе с энергосистемой – 363,3 МВт) генерирующих мощностей. Выполнена

реконструкция и новое строительство порядка 9575 км электрических сетей. Осуществлена замена, реконструкция и строительство тепловых сетей в объеме 649,1 км. В 2016 – 2020 годах на 14 электростанциях ГПО «Белэнерго» установлено 25 электродвигателей общей суммарной мощностью 760 МВт, а также в 6 котельных установлено 9 электродвигателей общей суммарной мощностью 156 МВт.

2. Отношение суммарной установленной мощности к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме составило 168,8 %. Отношение среднесуточного числа нарушений электроснабжения населенных пунктов к общему числу населенных пунктов - 0,26 %.

3. Снижение затрат на производство, транспортировку и использование тепловой и электрической энергии. Экономия топливно-энергетических ресурсов к 2020 году составила 982,5 тыс. т у.т.

Снижение удельного расхода условного топлива на отпуск тепловой энергии на 0,16 кг.у.т./Гкал в 2020 году (166,90 кг у.т./Гкал) по отношению к 2016 (167,06 кг у.т./Гкал). Уровень технологического расхода на транспорт электрической энергии в 2020 году составил 8,16% и сократился на 0,76 п.п. к 2016, а на транспорт тепловой энергии – 9,05% и сократился на 0,11 п.п. к 2016.

4. Увеличение использования местных топливно-энергетических ресурсов составило 184,847 тыс. т у.т., увеличение объема использования энергии возобновляемых источников энергии составило 129,059 тыс. т у.т.

За 2020-2025 годы

В 2021 – 2025 годах организациями Минэнерго введено 3301,05 МВт современных электрогенерирующих мощностей (с блок-станциями, находящимся в параллельной работе с энергосистемой - 3446,4 МВт), выведено 0,009 МВт (с блок-станциями, находящимся в параллельной работе с энергосистемой 104,4 МВт).

Отношение суммарной установленной мощности к максимальной фактической нагрузке в энергосистеме в 2024 году составило 200,0 %, в 2025 году составило 201,3 %. Отношение среднесуточного количества нарушений электроснабжения населенных пунктов за 2024 год к общему количеству населенных пунктов составило 0,28 %, за 2025 год - 0,23%.

В 2024 году показатель удельного веса накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» по производству электроэнергии составляет 30,9 %, в 2025 году – 32,4 % (данные оперативные, без переоценки).

В 2021 – 2025 годах построено (реконструировано) порядка 12 652,42 км электрических сетей напряжением 0,4 - 330 кВ.

В 2024 году показатель удельного веса накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» по строительству и реконструкции электрических сетей и подстанций составляет 51,3 %, в 2025 году – 50,0 % (данные оперативные, без переоценки).

В 2021 – 2025 годах построено (реконструировано) более 1 302,353 км тепловых сетей.

В 2024 году показатель удельного веса накопленной амортизации в первоначальной стоимости основных средств организаций ГПО «Белэнерго» по строительству и реконструкции тепловых сетей составляет 49,1 %, в 2025 году – 50,6 % (данные оперативные, без переоценки).

Экономия топливно-энергетических ресурсов за 2021 – 2025 годы составила 497,1 тыс. т у.т.

Снижение выбросов парниковых газов в атмосферный воздух от стационарных энергоисточников организаций ГПО «Белэнерго» в 2024 году – 7,8 млн т экв. CO₂, в 2025 году - 8,9 млн т экв. CO₂.

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

В 2015 году введена в эксплуатацию:

- мини-ТЭЦ на местных видах топлива в г. Лунинце (первая очередь строительства мощностью 4,67 МВт).

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

- Оршанская ТЭЦ. Замена турбоагрегата ст. №1 (12,8 МВт);
- строительство ветроэнергетического парка в районе н.п. Грабники Новогрудского района (7,5 МВт);
- реконструкция турбин станционный №3 и станционный №4 с применением современных парогазовых технологий Могилевской ТЭЦ-1 по ул. Челюскинцев, 1-ая очередь строительства (26,5 МВт);
- установка 2-х электрокотлов на Гомельской ТЭЦ-2 мощностью 80 МВт (по 40 МВт каждый).

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

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

В 2018 году организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго», ввод генерирующих мощностей не планировался.

В рамках реализации мероприятий Отраслевой программы развития электроэнергетики на 2016 – 2020 годы, утвержденной постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь от 31 марта 2016 г. № 8, в 2018 году обеспечен ввод в эксплуатацию объекта «Строительство АЭС в Республике Беларусь. Выдача мощности и связь с энергосистемой».

Кроме того, обеспечен ввод в эксплуатацию следующих основных значимых для ОЭС Беларуси, объектов:

- «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Ивацевичи» Брестской области»;
- 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»;
- 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 (линии электропередачи 0,4 – 330 кВ) – 2 284,6 км при плане 1 824,7 км.

Объем освоения инвестиций организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго», за 2018 год составил 1 036,0 млн. рублей (около 508,4 млн. долларов США).

В 2019 году приняты в эксплуатацию следующие объекты:

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

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

- «Реконструкция ПС 330/110/10 кВ «Минск Северная» с заходами 110 кВ Минского района Минской области (корректировка)»;
- «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 рамках реализации мероприятий по интеграции Белорусской атомной электростанции в ОЭС Беларуси в 2019 году обеспечена установка электрокотла на котельной в г. Костюковичи мощностью 10 МВт.

В 2019 году в целом по энергосистеме введено в эксплуатацию 1784,65 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, 1686,07 км напряжением 0,4-10 кВ.

В 2020 году приняты в эксплуатацию следующие объекты:

- «Расширение ПС 330 кВ «Барановичи». 3 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 ОЭС Беларуси в 2020 году обеспечена установка 31 электрического котла на энергоисточниках организаций ГПО «Белэнерго» суммарной мощностью 916 МВт (в том числе в 2016 году – 80 МВт на Гомельской ТЭЦ-2, в 2019 году – 10 МВт на котельной в г. Костюковичи).

В 2020 году осуществлен энергетический пуск первого энергоблока Белорусской АЭС. На энергоблоке № 2 продолжались строительно-монтажные работы согласно графику.

В 2020 году в целом по ОЭС Беларуси введено в эксплуатацию 1924,26 км линий электропередачи, в том числе: 6,28 км напряжением 330 кВ, 16,49 км напряжением 110 кВ, 17,40 км напряжением 35 кВ, 1884,09 км напряжением 0,4-10 кВ.

Организациями, не входящими в состав 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 05.04.2021 № 19, в 2021 году обеспечен ввод в эксплуатацию следующих основных значимых для ОЭС Беларуси объектов:

- 10 июня 2021 года подписан Акт приемки в эксплуатацию пускового комплекса блока АЭС, законченного строительством (объект строительства «Белорусская АЭС. Пусковой комплекс №1»), утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 18 июня 2021 г. № 344 (мощностью 1170 МВт). Продолжаются строительно-монтажные работы на энергоблоке № 2 Белорусской АЭС;
- «Реконструкция ПС «Могилев-330» с применением передовых цифровых технологий, которые повышают надежность электроснабжения, а также позволяют оптимизировать эксплуатационные затраты. Устройства релейной защиты и управления, противоаварийной автоматики, автоматизированной системы управления технологическими процессами реализуются с применением международного стандарта МЭК (IEC) 61850 с использованием передовых способов сбора и передачи информации, цифровых трансформаторов тока и напряжения, а также оптических кабельных связей между различными устройствами;
- «Установка управляемого шунтирующего реактора на ПС 330 кВ «Россь»;
- «Строительство пиково-резервного энергоисточника на ТЭЦ-5. 1 очередь строительства».

В 2021 году в целом по энергосистеме введено в эксплуатацию 1763,87 км линий электропередачи, в том числе: 1,96 км напряжением 220 кВ, 11,3 км напряжением 110 кВ, 3,8 км напряжением 35 кВ, 1746,81 км напряжением 0,4-10 кВ.

Организациями, не входящими в состав ГПО «Белэнерго», введены в эксплуатацию установки, использующие ВИЭ, суммарной мощностью 13,714 МВт.

В 2022 году приняты в эксплуатацию следующие объекты:

- В рамках реализации объекта «Реконструкция Минской ТЭЦ-3 с заменой выбывающих мощностей очереди 14 МПа. 1-я очередь» (2-й пусковой комплекс) на Минской ТЭЦ-3 введен в эксплуатацию турбоагрегат Тп-115/130-12,8 ст. № 7 мощностью 115 МВт.

- В рамках реализации объекта «Реконструкция турбин № 2 и № 3, АСУ. 1-ая очередь. Реконструкция турбины Т50/60-130 ст. № 3 в здании главного корпуса по проспекту Шмидта, 106/20 в г. Могилеве» на Могилевской ТЭЦ-2 введен в эксплуатацию турбоагрегат мощностью 20,2 МВт.

Произведены:

- реконструкция ПС 110кВ «Микробиология»;
- реконструкция ПС 110/10/6 «Химзавод»;
- установка паровых газомазутных котлов на Березовской ГРЭС. 2-ая 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 1ПК);
- установка средств компенсации реактивной мощности на ПС-330 кВ «Гомсельмаш»;
- установка нерегулируемого шунтирующего реактора 10 кВ мощностью 30 Мвар на ПС 330кВ «Гродно Южная».

В рамках строительства (реконструкции) за 2022 год по энергосистеме введено в эксплуатацию 1 655,15 км линий электропередачи, в том числе: 30,95 км линий электропередачи напряжением 110 кВ, 0,39 км линий электропередачи напряжением 35 кВ, 1 623,81 км линий электропередачи напряжением 0,4-10 кВ.

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

- использующие ВИЭ, суммарной мощностью 125,548 МВт;
- использующие природный газ, ВЭР, суммарной мощностью 45,686 МВт.

В 2023 году приняты в эксплуатацию следующие объекты:

- 1 ноября 2023 года подписан Акт приемки в эксплуатацию пускового комплекса блока АЭС, законченного строительством (объект строительства «Белорусская АЭС. Пусковой комплекс №2»), утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10 ноября 2023 г. № 770.
- Реконструкция ПС 110/10кВ «Атлант» с заменой трансформаторов Т-1 и Т-2 на трансформаторы большей мощности для электроснабжения СЭЗ «Минск»;
- Установка нерегулируемого шунтирующего реактора 10 кВ мощностью 20 Мвар на ПС 330 кВ «Микашевичи-330»;
- Модернизация оборудования собственных нужд ПС 330кВ «Могилев-330 Северная» с установкой шунтирующего реактора;
- Установка нерегулируемого шунтирующего реактора 10 кВ мощностью 30 Мвар на ПС 330 кВ «Брест-1»;
- Реконструкция ПС 110/10 кВ «Северо-Западная»;
- Реконструкция ПС 110 кВ «Болбасово» с ВЛ-110 кВ Оршанского района Витебской области. 2 очередь;

- Реконструкция ПС 110 кВ «Петриков». 1-я очередь;
- Строительство ПС-110 кВ «Дуброва» с ВЛ 110 кВ;
- Реконструкция ПС 110/10кВ «Камвольный комбинат» в г.Минске;
- Реконструкция ПС 110 кВ «Жабинка» в г. Жабинка;
- Строительство ПС 110/10 кВ «Черкасы»;
- Строительство ПС 110 кВ «Аэродромная-2» в г. Минске.

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

- использующие ВИЭ, суммарной мощностью 3,2 МВт;
- использующие природный газ, ВЭР, суммарной мощностью 20,06 МВт.

В рамках строительства (реконструкции) за 2023 год по энергосистеме введено в эксплуатацию 2 698,725 км линий электропередачи, в том числе: 143,139 км линий электропередачи напряжением 110 кВ, 36,714 км линий электропередачи напряжением 35 кВ, 2 518,871 км линий электропередачи напряжением 0,4-10 кВ.

В 2024 году приняты в эксплуатацию следующие объекты:

- «Строительство пиково-резервного источника на Березовской ГРЭС» мощностью 258 МВт;
- «Строительство пиково-резервного источника на Лукомльской ГРЭС» мощностью 154,8 МВт;
- «Строительство пиково-резервного источника на Новополоцкой ТЭЦ» мощностью 103,2 МВт;
- «Строительство пиково-резервного источника на ТЭЦ-5» мощностью 309,6 МВт;
- «Установка управляемого шунтирующего реактора 330 кВ мощностью 180 МВАр на ПС 330 кВ «Белоозерск-330»;
- «Реконструкция ОРУ 330 кВ ПС 750 кВ «Белорусская» Стародорожского района Минской области»;
- «Реконструкция ПС 110 кВ «Чижевка» в районе ул. Уборевича – Ташкентский проезд»;
- «Реконструкция ПС 220кВ Столбцы с переводом на напряжение 330 кВ и строительством ВЛ 330 кВ Столбцы-Барановичи». 3-я очередь строительства - 1 пусковой комплекс;
- «Установка регулируемого шунтирующего реактора 330 кВ мощностью 180 Мвар филиала «ТЭЦ-5» РУП «Минскэнерго»;
- «Реконструкция ПС 110/10 «Островец».

В 2024 году в целом по энергосистеме введено в эксплуатацию 3052,67 км линий электропередачи, в том числе: 72,52 км ЛЭП 330 кВ, 8,26 км ЛЭП 220кВ, 18,96 км ЛЭП 110 кВ, 94,85 км ЛЭП 35 кВ, 2858,08 км ЛЭП 0,4-10 кВ.

В 2025 году приняты в эксплуатацию следующие объекты:

- «Строительство ПС 110/10/10 кВ «Соломинка» для электроснабжения района многоэтажной жилой застройки «Соломинка-2» в г. Могилеве»;

- «Строительство линии электропередач с трансформаторными подстанциями к пограничным постам «Мутвица» и «Хиничев» на участке Пинского пограничного отряда»;
- «Реконструкция ПС 35/10 кВ «Станьково» с увеличением установленной мощности силовых трансформаторов»;
- «Реконструкция ПС 220 кВ Столбцы с переводом на напряжение 330кВ и строительством ВЛ-330кВ Столбцы-Барановичи» (3-я и 4-я очереди);
- «Возведение трансформаторной подстанции и питающих кабельных линий напряжением 10 кВ для внешнего электроснабжения цеха по производству комбикормов ОАО «Александрийское» в г. Шклове»;
- «Реконструкция ПС 110/10 кВ «Сторожевская» по ул. Лили Карастояновой, 4, 4/1 в г.Минске»;
- «Реконструкция ПС 110 кВ «Аэропорт»;
- «Реконструкция ПС 110 кВ «Пинск-Западная» с заменой силового трансформатора Т2 на трансформатор большей мощности»;
- «Реконструкция ПС 110/10 кВ «Сторожевская» по ул. Лили Карастояновой, 4, 4/1 в г. Минске»;
- «Реконструкция ПС 110/35/10 кВ «Дзержинск» с увеличением установленной мощности силового трансформатора Т-2»;
- «Реконструкция ПС 110 кВ «Новогрудок».

За 2025 год в целом по энергосистеме введено в эксплуатацию 3482,0 км линий электропередачи, в том числе: 3058,17 км электрических сетей напряжением 0,4-20 кВ и 423,83 км электрических сетей напряжением 35кВ и выше.

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 топливно-энергетических ресурсов (далее – ТЭР) в объеме 1265-1565 тыс. т у. т. За период реализации Республиканской программы энергосбережения выполнение ГПО «Белэнерго» показателя по энергосбережению составило 1892,1 тыс. т у. т.

В Республике Беларусь постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 28 марта 2016 г. № 248 утверждена Государственная программа «Энергосбережение» на 2016 - 2020 годы, в соответствии с которой задание по экономии ТЭР, установленное для ГПО «Белэнерго» на 2016 – 2020 годы, составило 850,0 тыс. т у. т. Величина экономии ТЭР за 2016 - 2020 годы за счет реализации Плана мероприятий по реализации основных направлений энергосбережения составила 982,5027 тыс. т у. т..

Согласно Государственной программе «Энергосбережение» на 2021 - 2025 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24.02.2021 г. № 103, ГПО «Белэнерго» установлено задание по экономии ТЭР на 2021 – 2025 годы в объеме 381 тыс. т у. т. За 2021-2025 годы экономия ТЭР за счет реализации энергосберегающих мероприятий составила 497,1 тыс. т у. т.

Государственной программой «Энергосбережение» на 2021 – 2025 годы ГПО «Белэнерго» на 2021-2024 годы также установлены целевые показатели по доле местных топливно-энергетических ресурсов (далее – местных ТЭР) в балансе котельно-печного топлива (далее – КПТ) в размере 1004 тыс. т у. т., в том числе по доле возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) в КПТ в размере 588 тыс. т у. т. За 2021-2024 годы доля местных ТЭР в КПТ по энергоснабжающим организациям ГПО «Белэнерго» составила 1014,642 тыс. т у. т., доля ВИЭ в КПТ – 605,78 тыс. т у. т. В 2025 году целевой показатель по доле местных ТЭР в балансе КПТ – не менее 240 тыс. т у. т, результат - 258,89 тыс. т у. т.; по доле ВИЭ в КПТ - не менее 146 тыс. т у. т., результат - 149,553 тыс. т у. т.

7. Реализация государственных программ по использованию возобновляемых источников энергии и охране окружающей среды

Основополагающим нормативным правовым актом, который определил развитие возобновляемой энергетики, стал Закон Республики Беларусь от 27 декабря 2010 г. № 204-З «О возобновляемых источниках энергии», которым предусмотрены меры поддержки для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей, осуществляющих производство электрической энергии с использованием установок по использованию ВИЭ (далее – установки ВИЭ), заключающиеся в гарантированном приобретении государственными энергоснабжающими организациями предложенной электроэнергии, произведенной из ВИЭ, и ее покупке по тарифам, сформированным с применением повышающих и стимулирующих коэффициентов.

В Республике Беларусь реализованы следующие программы:

- Государственная программа строительства в 2011–2015 годах гидроэлектростанций в Республике Беларусь, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 17 декабря 2010 г. № 1838;
- Государственная программа строительства энергоисточников на местных видах топлива в 2010 – 2015 годах, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 19 июля 2010 г. № 1076;
- Национальная программа развития местных и возобновляемых энергоисточников на 2011 - 2015 годы, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10 мая 2011 г. № 586.

18 мая 2015 года Указом Президента Республики Беларусь № 209 «Об использовании возобновляемых источников энергии» в целях упорядочивания и оптимизации объемов создания установок ВИЭ был введен механизм квотирования на строительство таких установок.

В целях совершенствования единой государственной политики в сфере использования возобновляемых источников энергии в Республике Беларусь приняты:

- 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», определяющее основные положения квотирования, механизма распределения квот – аукционов, а также регламентирующее порядок работы Республиканской межведомственной комиссии по установлению, распределению, высвобождению и изъятию квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии;
- Указ Президента Республики Беларусь от 24 сентября 2019 г. № 357 «О возобновляемых источниках энергии» в соответствии с которым создание установок по использованию возобновляемых источников энергии осуществляется на разрешительной основе в пределах выделенных квот.

Развитие возобновляемой энергетики в Республике Беларусь с 2015 года осуществляется в пределах 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.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 3 ноября 2021 г. № 626 «Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 6 августа 2015 г. № 662» была 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.

В течение 2022 – 2023 годов строительство новых установок ВИЭ юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями возможно только в рамках ранее распределенных квот и исключительно в целях энергетического обеспечения своей хозяйственной деятельности.

Кроме того, с 1 июня 2022 г. Законом Республики Беларусь от 30 мая 2022 г. № 173-З «О регулировании отношений в сфере использования возобновляемых источников энергии» (далее – Закон № 173) приостановлено применение повышающих коэффициентов к тарифам на электрическую энергию из ВИЭ для всех установок вне зависимости от условий их создания. С указанной даты электрическая энергия, производимая установками ВИЭ, будет приобретаться энергоснабжающими организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго», с применением только минимальных стимулирующих коэффициентов (0,6 – для установок, использующих энергию биогаза и биомассы, 0,45 – для иных установок ВИЭ).

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 16.11.2023 № 783 «Об изменении постановления Совета Министров Республики Беларусь от 6 августа 2015 г. № 662» внесены изменения в Положение о порядке установления, распределения, высвобождения и изъятия квот на создание установок по использованию возобновляемых источников энергии, в соответствии с которыми с 1 января 2024 года период, на который устанавливаются квоты, увеличится с трех до пяти лет.

По состоянию на 01.01.2023 суммарная установленная мощность энергоисточников, работающих на ВИЭ, в Белорусской энергосистеме составила порядка 608,2 МВт, в том числе 97,1 МВт установок организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

По состоянию на 01.01.2024 суммарная установленная мощность энергоисточников, работающих на ВИЭ, в Белорусской энергосистеме составила 607,8 МВт, в том числе 97,1 МВт установок организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

По состоянию на 01.01.2025 суммарная установленная мощность энергоисточников, работающих на ВИЭ, в Белорусской энергосистеме составила порядка 625,19 МВт, в том числе 97,36 МВт установок организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

По состоянию на 01.01.2026 суммарная установленная мощность энергоисточников, работающих на ВИЭ, в Белорусской энергосистеме составила порядка 625,7 МВт, в том числе 97,36 МВт установок организаций, входящих в состав ГПО «Белэнерго».

В 2016 году Республика Беларусь стала Стороной Парижского соглашения, принятого на 21-й сессии Конференции Сторон Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата в г.Париже 12 декабря 2015 года, согласно которому взяла обязательство по сокращению выбросов парниковых газов на 28 % к 2030 году по сравнению с уровнем 1990 года.

В ноябре 2025 года Республика Беларусь установила определяемый на национальном уровне вклад Республики Беларусь в сокращение выбросов парниковых газов на 2026 – 2035 годы. Исходя из экономической ситуации и возможностей страны новая безусловная общеэкономическая цель - снизить к 2035 году выбросы парниковых газов не менее чем на 42 процента по сравнению с уровнем выбросов в 1990 году с учетом сектора «Землепользование, изменение землепользования и лесное хозяйство».

Признавая проблему изменения климата и его негативного воздействия на окружающую среду и здоровье человека, в Республике Беларусь совершенствуется национальная политика в области изменения климата, направленная на устойчивое развитие страны, сокращение энергоемкости и углеродоемкости национальной экономики.

Основные экологические ориентиры страны определены рядом стратегических и программных документов, к которым относятся:

- Национальная стратегия устойчивого развития Республики Беларусь до 2035 года;
- Программа деятельности Правительства Республики Беларусь на период до 2025 года, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24 декабря 2020 г. № 758;
- Программа социально-экономического развития Республики Беларусь на 2021 – 2025 годы, утвержденная Указом Президента Республики Беларусь от 29 июля 2021 г. № 292;
- Национальный план действий по развитию «зеленой» экономики в Республике Беларусь на 2021 – 2025 годы, утвержденный постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 10 декабря 2021 г. № 710.

Нынешний уровень технологий не позволяет отказаться от использования традиционных энергоносителей, однако повысить эффективность их использования с целью снижения выбросов загрязняющих веществ возможно.

С учетом названных аспектов в ОЭС Республики Беларусь на среднесрочную перспективу разработаны и реализуются:

- Стратегия развития вида экономической деятельности «Снабжение электроэнергией, газом, паром, горячей водой и кондиционированным воздухом» на период до 2030 года;

- Программы комплексной модернизации производств энергетической и газовой сфер, а также торфяных производств на 2021 – 2025 годы.

Данные программные документы предусматривают реализацию следующих основных мероприятий, направленных на снижение эмиссии углекислого газа и стабилизацию климата:

- ввод в эксплуатацию двух блоков Белорусской АЭС суммарной установленной мощностью 2400 МВт и обеспечение ее безопасного функционирования;
- снижение выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух стационарными энергоисточниками за счет оптимизации режима их работы;
- увеличение использования собственных топливно-энергетических ресурсов, возобновляемых источников энергии при производстве тепловой и электрической энергии в объемах, обеспечивающих выполнение прогнозных индикаторов энергетической безопасности республики;
- своевременный вывод из эксплуатации неэффективного оборудования на объектах производства, передачи и распределения электрической и тепловой энергии, газоснабжения;
- снижение негативного влияния добычи торфа на природные комплексы путем повторного заболачивания нарушенных торфяников.

Немаловажным направлением снижения углеродного следа является энергосбережение. В целях выполнения установленных Государственной программой «Энергосбережение» на 2021 – 2025 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24 февраля 2021 г. № 103, в данной сфере ежегодно реализуются соответствующие планы, предусматривающие реализацию мероприятий по внедрению передовых энергоэффективных технологий, снижению потерь в электрических и тепловых сетях, энергоэффективной модернизации систем горячего водоснабжения и отопления.

Критериями достижения поставленных задач по декарбонизации энергетической системы страны станут:

- сокращение выбросов парниковых газов в атмосферный воздух от стационарных энергоисточников до 7 млн. тонн в год (в пересчете на CO₂);
- снижение доли доминирующего энергоресурса (природного газа) в производстве тепловой и электрической энергии в Республике Беларусь в 2025 году не более 65 %;
- увеличение отношения объема производства (добычи) первичной энергии из возобновляемых источников энергии к валовому потреблению ТЭР в 2025 году – до 7%;
- экономия ТЭР энергосистемы в период 2021 – 2025 гг. порядка 310 тыс. т у.т.

Следует отметить, что невозможно достичь цели по переходу на низкоуглеродную энергетику только за счет традиционных мероприятий. Необходим комплексный подход.

Требования по декарбонизации стимулируют использование не только высокотехнологичного и инновационного энергетического оборудования, но и внедрение в отрасли современных цифровых технологий.

Цифровая трансформация сегодня является важнейшим элементом укрепления конкурентоспособности энергокомплекса. Передовые IT-решения обеспечивают существенное снижение материальных издержек, оперативность управления технологическими процессами, и самое главное – повышают надежность энергоснабжения.

Республика Беларусь следует мировым трендам по цифровизации энергетики. Проекты по внедрению современных IT-технологий реализуются в различных сферах отрасли: от создания «умных» распределительных сетей до предоставления качественно новых услуг потребителям. Результаты этой работы являются весомым вкладом в устойчивое развитие экономики, повышение качества жизни людей.

Для Республики Беларусь представляется важным осуществлять меры для достижения взятых республикой обязательств по сокращению выбросов парниковых газов.

Энергетическая политика в среднесрочной перспективе будет направлена на повышение энергетической безопасности и надежности энергоснабжения с учетом экологической безопасности, а также создания условий для реализации природоохранных проектов и решений.

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

- Государственной программы обеспечения функционирования и развития Национальной системы мониторинга окружающей среды в Республике Беларусь на 2011 – 2015 годы, утвержденной Указом Президента Республики Беларусь от 13 июня 2011 г. № 244;
- Стратегии по сохранению и устойчивому использованию биологического разнообразия на 2011-2020 годы, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 19 ноября 2010 г. № 1707;
- 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. № 743;
- 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. № 733;
- 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. № 06/214-234/220р;

- Национального плана действий по развитию «зеленой» экономики в Республике Беларусь до 2020 года, утвержденного постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 21 декабря 2016 г. № 1061;
- 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 Каранкевичем В.М. 31.12.2021 № 69/105;
- 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. № 06/214-23/76;
- 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. № 7;
- 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. № 271;
- 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.;
- 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. № 205;
- 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 Республики Беларусь 26 июля 2016 г.;
- 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. № 99;
- 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. от 20 июля 2021 г. № 06/214-452, 214-516/454;

- Плана мероприятий по обеспечению рационального природопользования и экологической безопасности (Программа деятельности Правительства Республики Беларусь на период до 2025 года, утвержденная постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 24 декабря 2020 г. № 758, глава 12), утвержденного заместителем Премьер-министра Республики Беларусь Сиваком А.А. 7 июля 2021 г. №06/214-522/428;
- Плана мероприятий по реализации Кигалийской поправки к Монреальскому протоколу по веществам, разрушающим озоновый слой, от 16 сентября 1987 г., утвержденного Заместителем Премьер-министра Республики Беларусь Пархомчиком П.А. от 11.11.2022 №07/214-209/403.;
- Национальной стратегии управления водными ресурсами в условиях изменения климата на период до 2030 года, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 22 февраля 2022 г. №91;
- Отраслевого плана Министерства энергетики по реализации Национальной стратегии развития экономики замкнутого цикла (циркулярной экономики) Республики Беларусь на период до 2035 года, утвержденного приказом Министерства энергетики Республики Беларусь от 19 июля 2024 г. №161.
- Стратегии по обращению с отходами производства и потребления в Республике Беларусь, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 18 августа 2025 г. № 444.

Выполнялись работы по инвентаризации отходов, содержащих полихлорированные бифенилы, обеспечению их экологически безопасного хранения.

В целях осуществления контроля за выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух в непрерывном режиме внедрялись автоматизированные системы контроля за выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух.

8. Международное сотрудничество

Международное сотрудничество осуществляется путем участия в различных интеграционных объединениях.

Евразийский экономический союз (далее – ЕАЭС)⁹²

29 мая 2019 года главами государств – членов Союза подписан Протокол о внесении изменений в Договор о ЕАЭС от 29 мая 2014 г. (в части формирования общего электроэнергетического рынка Союза) (далее – Протокол о ОЭР ЕАЭС, ОЭР), который вступил в силу 5 апреля 2022 г.

В соответствии с пунктом 42 Протокола о ЕАЭС Решением Высшего Евразийского экономического совета от 20 декабря 2019 года № 31 утвержден План мероприятий, направленных на формирование ОЭР Союза (далее – План) и установлены сроки вступления в силу правил функционирования общего электроэнергетического рынка Союза, а также других актов, предусмотренных Протоколом о ОЭР ЕАЭС.

В рамках исполнения запланированных мероприятий Плана разработаны и утверждены следующие документы:

- Правила доступа к услугам по межгосударственной передаче электрической энергии (мощности) в рамках ОЭР ЕАЭС;
- Правила взаимной торговли электрической энергии на ОЭР ЕАЭС;
- Правила определения и распределения пропускной способности межгосударственных сечений на ОЭР ЕАЭС;
- Правила информационного обмена на ОЭР Союза.

На данном этапе также ведется разработка:

- проекта формы Договора о присоединении;
- Регламента допуска к торговле на ОЭР Союза;
- Регламента определения доступной пропускной способности и свободной пропускной способности по способам торговли;
- Регламента регистрации и учета свободных двусторонних договоров;
- Регламента определения объемов поставки электрической энергии по свободным двусторонним договорам, срочным договорам и сделкам на сутки вперед;
- Регламента финансовых расчетов;
- Регламента обеспечения исполнения обязательств;
- Регламента конкурентного отбора на сутки вперед;
- Регламент обмена электронными документами между регистратором и субъектами ОЭР ЕАЭС;

⁹² Справочно: ЕАЭС – международная организация региональной экономической интеграции, созданная в соответствии с Договором о Евразийском экономическом союзе от 29 мая 2014 г. (далее – Договор о ЕАЭС) и призванная обеспечить свободу движения товаров, услуг, проведение скоординированной, согласованной или единой политики в различных отраслях экономики, в том числе энергетике. На данный момент в ЕАЭС входят Республика Армения, Республика Беларусь, Республика Казахстан, Кыргызская Республика и Российская Федерация.

- Порядка ведения реестра субъектов ОЭР ЕАЭС;
- Проекта положения о развитии межгосударственных электрических сетей.

Формирование ОЭР ЕАЭС осуществляется на основании следующих принципов: сотрудничество на основе равноправия, взаимной выгоды и ненанесения экономического ущерба любому из государств-членов; приоритетное использование механизмов, основанных на рыночных отношениях и добросовестной конкуренции; обеспечение беспрепятственного доступа к услугам субъектов естественных монополий; использование технических и экономических преимуществ параллельной работы электроэнергетических систем государств-членов с соблюдением взаимосогласованных условий параллельной работы; осуществление торговли электрической энергией между субъектами государств-членов с учетом энергетической безопасности государств-членов и др.

Содружество Независимых Государств (далее – СНГ)⁹³

В настоящее время основное внимание сторон в области энергетики направлено на решение следующих вопросов:

- обеспечение параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ;
- формирование общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ;
- разграничение балансовой принадлежности и обслуживание межгосударственных линий электропередачи национальных электроэнергетических систем государств - участников СНГ;
- обновление и гармонизация нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики в рамках СНГ;
- организация единого метрологического пространства;
- энергоэффективность, энергосбережение и развитие возобновляемой энергетики;
- формирование единого информационного пространства в области энергетики государств – участников СНГ;
- повышение квалификации специалистов электроэнергетической отрасли государств – участников Содружества и проведению Международных соревнований персонала энергосистем стран СНГ по профессиональному мастерству;
- международное сотрудничество.

⁹³ Справочно: Содружество Независимых Государств - международная организация, призванная урегулировать отношения сотрудничества между некоторыми государствами, входившими ранее в состав СССР. СНГ было основано главами Российской Федерации, Республики Беларусь и Украины путём подписания 7-8 декабря 1991 года в резиденции Вискулях (в Беловежской пуце) «Соглашения о создании Союза Суверенных Государств» (ССГ), впоследствии изменённое на «Соглашения о создании Содружества Независимых Государств».

В части взаимодействия ГПО «Белэнерго» с ЭЭС СНГ и в соответствии с поставленными перед Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ задачами, отмечаем создание и функционирование следующих рабочих органов:

- Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем СНГ и Балтии;
- Рабочая группа по технологическим вопросам надежности и безопасной работы оборудования;
- Секция по качеству электроэнергии в рамках Рабочей группы по технологическим вопросам надежности и безопасной работы оборудования;
- Рабочая группа по низкоуглеродному развитию электроэнергетики;
- Рабочая группа по вопросам цифровой трансформации электроэнергетики;
- Рабочая группа «Формирование и развитие общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ»;
- Рабочая группа по вопросам профессионального образования и подготовки кадров.

Союзное государство⁹⁴

В соответствии с Декретом Высшего Государственного Совета Союзного государства от 29 января 2024 г. № 2, утверждены Основные направления реализации положений о создании Союзного государства на 2024 – 2026 годы.

17 июня 2024 г. утвержден План мероприятий по исполнению пункта 6.2 Основных направлений реализации положений о создании Союзного государства на 2024 – 2026 годы.

6 декабря 2024 г. Президенты Республики Беларусь и Российской Федерации подписали Договор между Республикой Беларусь и Российской Федерацией о формировании объединенного рынка электрической энергии Союзного государства.

Договор определяет правовые основы формирования, функционирования и развития объединенного рынка электрической энергии Союзного государства и регулирует отношения, связанные с куплей-продажей электрической энергии между участниками объединенного рынка электрической энергии Союзного государства до формирования рынка газа.

9 декабря 2025 г. Президент Республики Беларусь подписал Закон о ратификации Договора между Республикой Беларусь и Российской Федерацией о формировании объединенного рынка электрической энергии Союзного государства.

Также на данном этапе идет процесс внутригосударственного согласования проекта Правил функционирования объединенного рынка электрической энергии Союзного государства, а также проекта Соглашения

⁹⁴ Справочно. Союзное государство - надгосударственное образование Российской Федерации и Республики Беларусь с поэтапно организуемым единым политическим, экономическим, военным, таможенным, валютным, юридическим, гуманитарным, рыночным и культурным пространством.

между Министерством энергетики Российской Федерации и Министерством энергетики Республики Беларусь об утверждении Правил функционирования объединенного рынка электрической энергии Союзного государства.

Постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 6 марта 2026 г. № 110 для целей управления объединенным рынком электрической энергии Союзного государства и обеспечения его функционирования ГПО «Белэнерго» определено от белорусской стороны сетевым и системным оператором, участником рынка, а также организацией, уполномоченной на урегулирование почасовых отклонений фактического сальдо перетока электрической энергии от планового, на объединенном рынке электрической энергии Союзного государства.

9. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период с 2015-2025 гг.

9.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2026)

Таблица 3 – Краткие характеристики некоторых электростанций Республики Беларусь по состоянию на 01.01.2026

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции:				
1	Лукомольская ГРЭС	2,5/5/315/310/300/286/141/51,6	1/1/3/1/4/1/1/3	3044,3
2	Минская ТЭЦ-4	2,5/60/110/250	2/1/2/3	1035
3	Березовская ГРЭС	25/165/29,1/180/285,9/141,1/51,6	4/2/2/1/1/1/5	1353,12
4	Гомельская ТЭЦ-2	4/180	1/3	544
5	Новополоцкая ТЭЦ	50/60/51,6	3/2/2	373,2
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	312,45
9	Минская ТЭЦ-5	320/270/129,6/51,6	1/1/1/6	1 029,2
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
13	Жодинская ТЭЦ	27	2	54
Атомные электростанции:				
1	Белорусская АЭС	1170	2	2340
Возобновляемые источники энергии:				
1	Новогрудская ВЭС	1,5	6	9,0
2	Полоцкая ГЭС на реке Западная Двина	4,3	5	21,66
3	Гродненская ГЭС	3,4	5	17,0
4	Витебская ГЭС на реке Западная Двина	10	4	40,0
	Блок-станции	-	-	1352,84
	В т.ч. ВИЭ	-	-	528,331

Таблица 4 - Данные об суммарной установленной мощности генерирующих объектов Республики Беларусь по состоянию на 01.01.2026

Электростанции	Установленная мощность, МВт
ТЭС	9761
ГЭС (выше 25 МВт)	40
АЭС	2340
ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	585,7
прочие	824,5
Всего:	13551,2

Суммарная установленная мощность в Республике Беларусь за 2025 год составляет 13551,2 МВт (Таблица 4). На Рисунке 2 структура установленных мощностей в Республике Беларусь представлена следующим образом: тепловые электростанции составляют 72% (9761 МВт), атомные электростанции – 17,3% (2340 МВт), ГЭС (более 25 МВт) - 0,3% (40 МВт), ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже) – 4,3% (585,7 МВт), прочие - 6,1% (824,5 МВт).

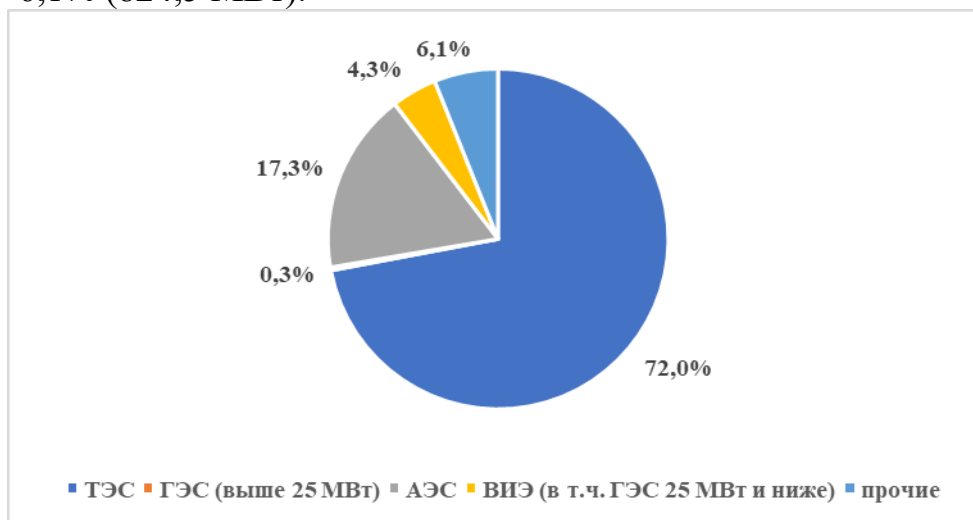


Рисунок 2 – Структура установленных мощностей Республики Беларусь за 2025 год

9.1.1 Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Таблица 5 - Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанциях

Годы	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ввод в экс-ию энер-их мощ-ей (МВт)	47,7	112,5	300,2	96	102,6	83,7	1206,8	306,5	1193,3	846,488	28,63
В т.ч.											
ТЭС	4,7	39,3	31,3	-	82	-	-	135,3	-	825,6	-
ГЭС (выше 25 МВт)	-	-	40,0	-	-	-	-	-	-	-	-
АЭС	-	-	-	-	-	-	1170	-	1170	-	-
ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	-	7,5	21,66	-	14,8	83,7	13,8	125,6	3,2	19,806	0,63
прочие	43,0	65,7	207,2	96,0	5,8	-	23,0	45,7	20,06	1,082	28,0
Вывод из экс-ции энер-их мощ-ей (МВт)	451	6	4,6	170,69	74,15	107,85	59,1	30,16	4,95	6,108	4,128
В т.ч.											
ТЭС	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	3,65	2,388	0,136
прочие	-	-	-	-	-	57,85	45,73	23,69	1,3	3,72	3,992

9.1.2 Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в период 2023-2025 гг.

Таблица 6 - Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в период 2023-2025 гг.

№	Наименование электростанций и генерирующих мощностей	Мощность (МВт)
2023 год		
1	Пусковой комплекс энергоблока № 2 Белорусской АЭС	1170
2	Установки, использующие ВИЭ, не входящие в систему ГПО «Белэнерго»	3,2
3	Установки, использующие природный газ, ВЭР, не входящие в систему ГПО «Белэнерго»	20,06
2024 год		
1	Строительство пиково-резервного источника на Березовской ГРЭС	258
2	Строительство пиково-резервного источника на Лукомльской ГРЭС	154,8
3	Строительство пиково-резервного источника на Новополоцкой ТЭЦ	103,2
4	Строительство пиково-резервного источника на ТЭЦ-5	309,6
5	ФЭС ООО «ЭнергоСтройГрупп»	9,9
2025 год		
1	Установки, использующие ВИЭ, не входящие в систему ГПО «Белэнерго»	0,63
2	Установки, использующие природный газ, ВЭР, не входящие в систему ГПО «Белэнерго»	28

9.2. Электрические сети

9.2.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 7 – Системообразующий сетевой комплекс

№	Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 750 кВ	748
2	ЛЭП напряжением 330 кВ	5151
3	ЛЭП напряжением 220 кВ	1590
Итого:		7489

Таблица 8 – Системообразующие электрические подстанции

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 750 кВ	1	2102
2	ПС напряжением 330 кВ	31	12300
3	ПС напряжением 220 кВ	10	2135
Итого:		42	16537

9.2.2. Распределительный электросетевой комплекс

Таблица 9 – Распределительные ЛЭП

№	Распределительные ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 110 кВ	17700
2	ЛЭП напряжением 35 кВ	11737
3	ЛЭП напряжением 10 кВ	126956
4	ЛЭП напряжением 6 кВ	1723
5	ЛЭП напряжением 0,4 кВ	118327
Итого:		276534

Таблица 10 – Распределительные электрические подстанции

№	Распределительные электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 110 кВ	726	19422
2	ПС напряжением 35 кВ	574	2834
3	ПС напряжением 6-10 кВ	76542	19606,3
Итого:		77842	41862,3

9.2.3 Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 11 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи

№	Страна	Наименование ЛЭП	Наименование 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-Росславль	ПС Кричев ПС Росславль	330	101,97	23,94	812
		Полоцк-Новосокольники	ПС Полоцк ПС Нвовоскольники	330	160,3	81,2	788
2	Украина	Гомель-Чернигов	ПС Гомель ПС Чернигов	330	103,3	54,2	812
		Мозырь-Чернобыльская АЭС	ПС Мозырь Чернобыльская АЭС	330	112,19	87,19	943
3	Литва	Поставы-Утена	ПС Поставы Утена	330	54,2	46,2	943
		Поставы-Игналинская АЭС №1	ПС Поставы Игналинская АЭС	330	106,74	37,74	943
		Молодечно-Вильнус	ПС Молодечно ПС Вильнюс	330	119,3	82	789
		Гродно-Алитус	ПС Гродно 330 ПС Алитус	330	74,5	15,6	789
4	Польша	Брест 2- Вулька Добрынска	ПС Брест 2 ПС Вулька Добрыньска	110	28,2	15,2	116

9.3 Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 12 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		34,1	33,3	34,3	38,8	40,3	38,52	41,00	39,35	41,08	43,19	43,03
В т.ч.	ТЭС	30,5	29,9	30,21	34,51	35,595	33,30	30,62	30,35	25,18	23,52	21,94
	ГЭС (выше 25 МВт)	-	-	0,153	0,106	0,121	0,16	0,13	0,13	0,14	0,15	0,144
	АЭС	-	-	-	-	-	0,34	5,78	4,69	11,73	15,69	16,98
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	0,1	0,4	0,617	0,646	0,77	1,09	1,13	1,14	1,06	1,15	1,226
	прочие	3,5	3,0	3,367	3,521	3,779	3,63	3,346	3,04	2,97	2,68	2,74
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		36,7	36,3	36,9	37,8	37,9	38,02	40,31	38,57	41,11	43,22	43,07
Межгосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	Передача (экспорт)	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)	2,753 (0)	2,612 (0,005)	1,71 (0)
	Получение (импорт)	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)	2,785 (0,032)	2,640 (0,034)	1,75 (0,042)
Установленная мощность (МВт)		9741,2	9847,2	10143,4	10068,7	10098,1	10074,0	11221,7	11498,0	12686,3	13526,7	13551,2
В т.ч.	ТЭС	8951,7	8985,1	9011,8	8841,2	8850,2	8800,2	8800,2	8935,4	8935,4	9761,0	9761,0
	ГЭС (выше 25 МВт)	-	-	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
	АЭС	-	-	-	-	-	-	1170,0	1170,0	2340,0	2340,0	2340,0
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	28,1	187,2	323,6	350,3	365,0	448,7	449,143	568,2	567,8	585,2	585,7
	прочие	761,4	675,5	768,0	837,2	843,0	785,1	762,38	784,4	803,1	800,5	824,5
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		5774	5555	5765	5935	5779	5973	6272	6220	6391	6633	6721
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,01	50,01	50,031	49,972	49,996	49,982	50	50,022	49,998	50,006	50
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд. кВт·ч)		2,0	2,0	2,0	2,1	2,14	2,13	2,50	2,39	2,81	2,84	2,94
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд. кВт·ч)		0,4	0,4	0,4	0,4	0,36	0,46	0,82	0,80	1,00	1,41	0,98
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд. кВт·ч)		2,92	2,87	2,87	2,83	2,71	2,73	2,85	2,77	2,80	2,97	2,99
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		235,5	230,4	232,1	235,3	240,7	238,5	238,4	241,3	243,1	239,6	241,2
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		167,52	167,06	166,6	166,36	166,65	166,90	166,16	166,36	167,01	166,13	166,03
В т.ч.	Газ (млрд. м³)	10,252	10,160	10,431	11,436	11,436	10,252	10,587	10,350	8,740	8,982	8,756
	Мазут (тыс. т.н.т)	74,4	122,1	30,144	52,32	44,567	485,144	338,139	333,191	651,015	60,579	47,277
	Уголь (млн.т)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Полезный отпуск ЭЭ (млрд. кВт·ч)		28,5	28,5	28,6	29,2	29,1	28,9	30,5	39,3	31,2	32,8	32,9
В т.ч.	Промышленность	15,2	15,1	15,4	15,8	15,9	15,6	16,7	15,4	16,5	17,1	16,3
	Транспорт	0,7	0,7	0,8	0,9	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7
	Сельское хозяйство	1,4	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6
	Комунально-бытовые потребители	7,0	6,9	6,8	6,7	6,6	6,8	7,1	7,2	7,3	7,7	8,2
	прочие	4,2	4,4	4,1	4,3	4,4	4,3	4,4	4,5	5,2	5,7	6,1
Средний тариф на ЭЭ		10,93	10,23	10,19	10,05	10,00	9,62	9,76	10,06	8,82	8,64	10,35

(ц/кВт*ч)												
В т.ч	промышленность	12,23	11,42	11,12	10,62	10,28	9,98	10,04	10,38	9,06	9,03	11,13
	население	6,19	5,14	5,49	5,94	6,75	6,27	6,50	6,80	6,18	5,80	6,55
Средняя цена топлива (\$/тут)		179,21	149,79	148,18	138,40	138,72	136,61	140,26	141,60	125,91	118,61	132,86
В т.ч	Газ \$/тыс.м2	209,84	176,04	172,93	161,27	161,48	161,92	163,17	165,44	148,98	138,84	155,61
	Мазут \$/тнт	143,73	119,95	119,03	134,68	168,87	141,66	197,22	199,39	158,29	173,24	237,16

9.4. Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Таблица 13 - Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн. кВтч)	3889	3842	3917	3483	3396	3166	3270	3306	3272	3767	3754	3966
Потребление электроэнергии (млн. кВтч)	3893	3845	3919	3486	3398	3167	3273	3308	3277	3771	3759	3973

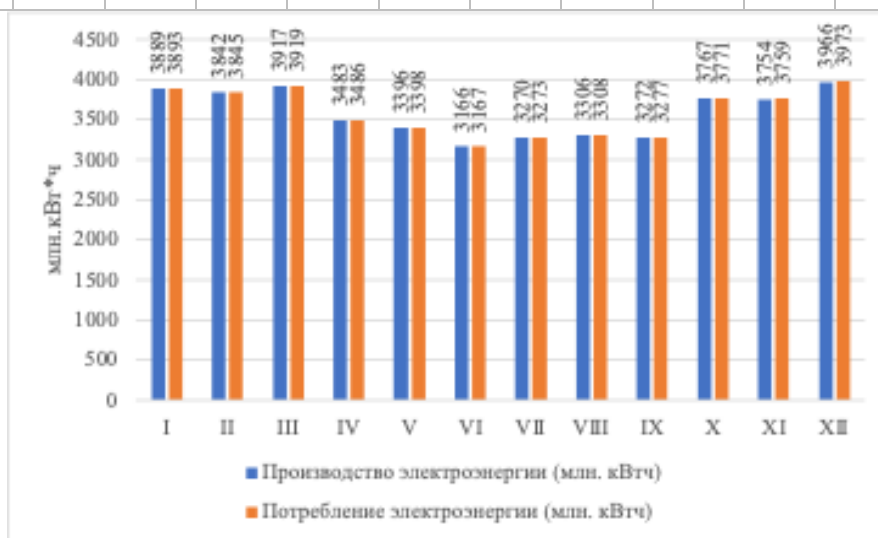


Рисунок 3 - Динамика месячного производства и потребления электроэнергии в 2025 году

9.5. Суточный график в день годового максимума нагрузки в 2025 году

Таблица 14 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (17.02.2025)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	5496	5335	5290	5387	5457	5500	5789	6225	6474	6573	6721	6353
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	6459	6490	6350	6240	6157	6136	6269	6211	6101	5855	5528	5523

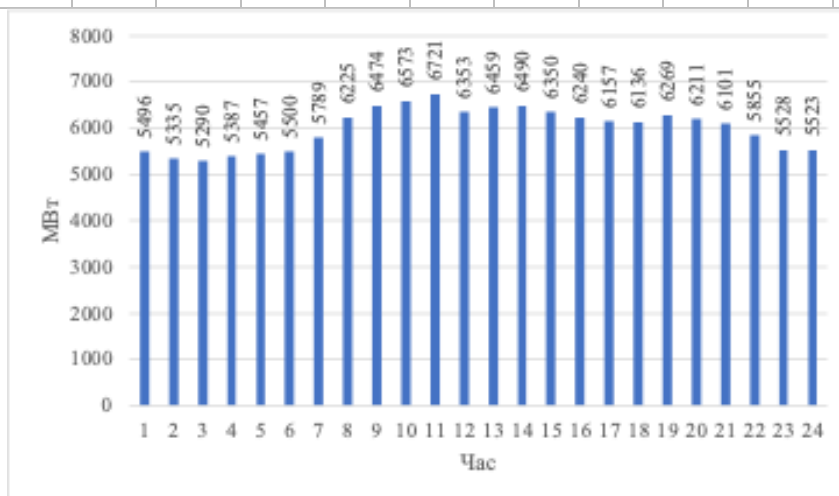


Рисунок 4 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (17.02.2025)

10. Карта-схема электроэнергетической системы с перспективой ее развития

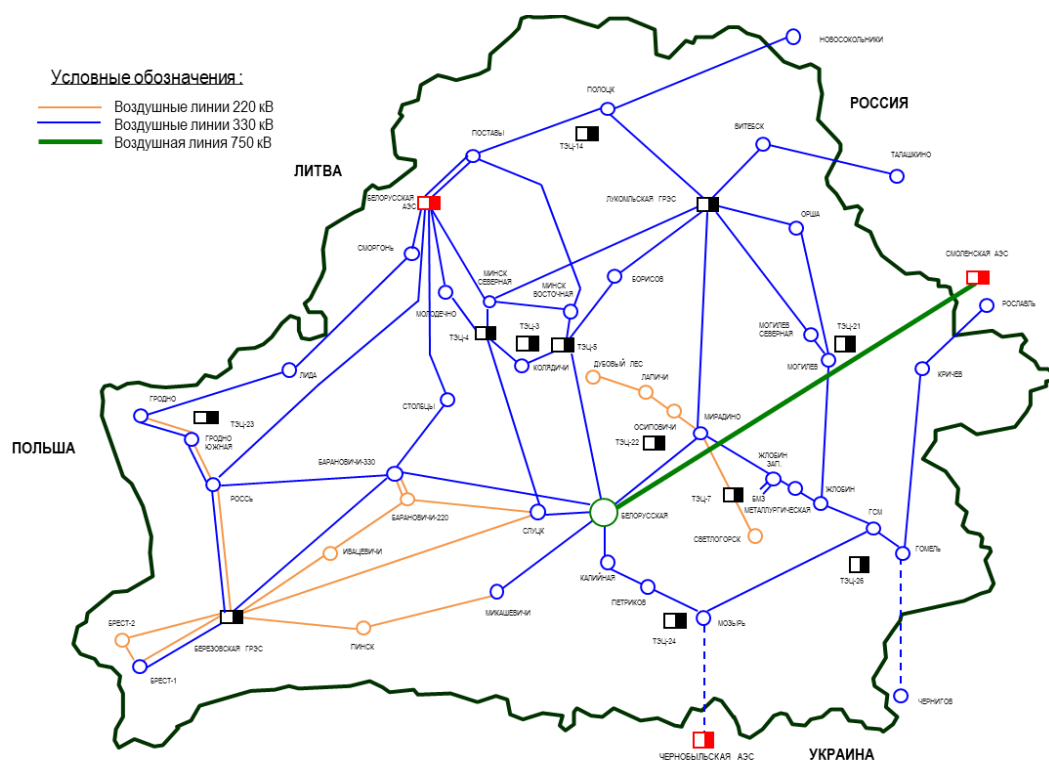


Рисунок 3 – Схема электрической сети ОЭС Республики Беларусь на 01.01.2026

Перспективная схема электрической сети 220-750 кВ ОЭС Беларуси на 2030 г.

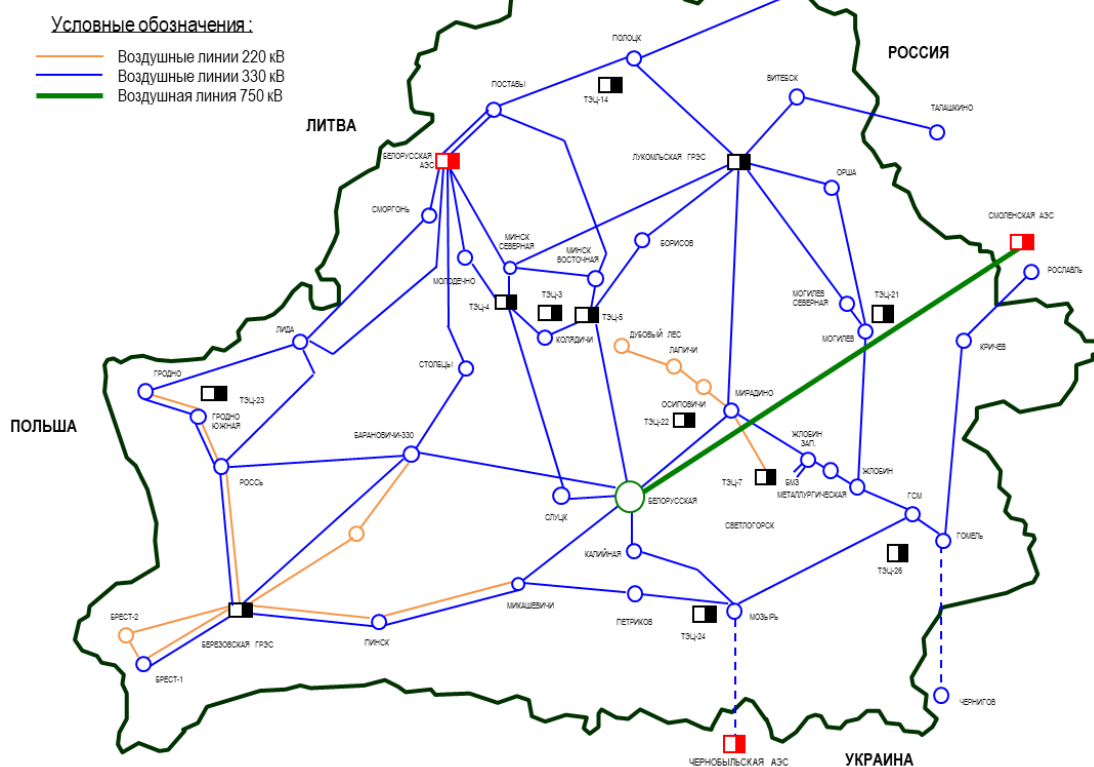


Рисунок 4 – Перспективная схема электрической сети 220-750 кВ ОЭС Республики Беларусь на 2030 г.

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.

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 энергии⁹⁵.

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:

- 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.

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» 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.

⁹⁵ <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/about?lang=ru>

Электроэнергетика Республики Казахстан содержит следующие основные секторы:

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

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»⁹⁶.

⁹⁶ <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-ІІ⁹⁷;
2. Закон Республики Казахстан «Об энергосбережении и повышении энергоэффективности» от 13 января 2012 года № 541-ІV⁹⁸;
3. Закон Республики Казахстан «О поддержке использования возобновляемых источников энергии» от 04 июля 2009 года № 165-ІV⁹⁹;
4. Постановление Правительства РК «Об утверждении нормативных значений коэффициента мощности в электрических сетях субъектов Государственного энергетического реестра» от 31 марта 2015 года №393¹⁰⁰;
5. Правила организации и функционирования оптового рынка электрической энергии Республики Казахстан;
6. Правила оказания услуг Системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг;
7. Правила функционирования балансирующего рынка электрической энергии;
8. Правила организации централизованных торгов электрической энергии;
9. Правила организации и функционирования розничного рынка электрической энергии, а также предоставления услуг на данном рынке;
10. Правила по предотвращению аварийных нарушений в Единой Электроэнергетической Системе Казахстана и их ликвидация;
11. Электросетевые правила Республики Казахстан;
12. Правила пользования электрической энергией;
13. Правила устройства электроустановок;
14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
15. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
16. Правила осуществления мониторинга за использованием возобновляемых источников энергии;
17. Правила определения ближайшей точки подключения к электрическим или тепловым сетям и подключения объектов по использованию возобновляемых источников энергии;
18. Правила оказания услуг по обеспечению надежности и устойчивости электроснабжения;

⁹⁷ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=1049314

⁹⁸ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31112351&show_di=1

⁹⁹ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30445263&show_di=1

¹⁰⁰ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=35364099

19. Правила организации и функционирования рынка электрической мощности.

3. Реформирование (реструктуризация) электроэнергетики и формирование национальных электроэнергетических рынков (программы, планы, текущие задачи)

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 № 663¹⁰¹;
- Постановлением «О дополнительных мерах по выполнению Программы приватизации и реструктуризации в электроэнергетике и дальнейшему реформированию электроэнергетического рынка» от 31 июля 1997 года № 1193¹⁰².

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 Казахской 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

¹⁰¹ <https://adilet.zan.kz/rus/docs/P960000663>

¹⁰² https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=1008101

компаний (РЭК) - энергопередающие организации, эксплуатирующие электрические сети регионального уровня;

- 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-ІІ (с изменениями и дополнениями по состоянию на 02.07.2023 г.)¹⁰³ (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.)¹⁰⁴, который, в том числе, предусматривает ввод в Казахстане рынка электрической мощности. Основной целью создания рынка электрической мощности является обеспечение опережающего развития генерирующих мощностей.

В 2014 г. совершен следующий шаг для технологического рывка при развитии ТЭК, разработана и утверждена Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 (Постановление Правительства РК от 28.06.2014г № 724).

Концепция развития ТЭК РК увязывает в единое целое развитие нефтегазовой, угольной, атомной и электроэнергетической отраслей с учетом передового мирового опыта и последних тенденций развития мировой энергетики.

При разработке Концепции развития топливно-энергетического комплекса учитывались следующие задачи:

¹⁰³ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=1049314

¹⁰⁴ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31220313

1. обеспечение энергетической безопасности страны, путем усиления самодостаточности обеспечения ресурсами и продукции ТЭК;
2. усиление геополитического влияния в регионе, путем удовлетворения роста энергопотребления экономиками региона;
3. развитие экономического потенциала страны: развитие научного потенциала, внедрение новых технологий, повышение безопасности и надежности электрооборудования и энергообъектов;
4. интенсивное развитие отраслей ТЭК путем использования технологий XXI века: активное вовлечение в энергобаланс возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) и альтернативных источников энергии, энерго- и ресурсосбережение, повышение энергоэффективности.

В соответствии с Законом Республики Казахстан «Об электроэнергетике» с 1 июля 2023 года вступили в силу изменения, регламентирующие работу оптового рынка электрической энергии. Внедрены механизмы Единого закупщика, а также балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени.

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

Постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 марта 2023 года № 263 была утверждена Концепция развития электроэнергетической отрасли Республики Казахстан на 2023-2029 годы¹⁰⁵. Документ разработан Министерством энергетики Республики Казахстан по поручению Президента страны.

Некоторые ключевые аспекты концепции:

- Основа электроэнергетики Казахстана — угольная электроэнергетика. Угольные месторождения сосредоточены в Северном и Центральном Казахстане, там же размещены основные источники электрической энергии.
- Государственная поддержка развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ). С 2009 года в законодательстве Казахстана закреплена система государственной поддержки ВИЭ.
- Цифровизация отрасли. Затрагивает все уровни: генерацию, передачу, распределение, снабжение, потребление и системное оперирование. На начало 2022 года в Казахстане внедрялись элементы Smart Grid, включая системы автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ), автоматизированную систему коммерческого учёта электроэнергии (АСКУЭ), системы мониторинга и управления подстанцией (СМиУ) и другие.
- Целевые индикаторы и ожидаемые результаты. Например, планировалось увеличить долю электроэнергии от ВИЭ в общем объёме выработки до 12,5%, снизить уровень износа электросетей до 47%, завершить формирование единой энергосистемы республики.
- Технологическое перевооружение. В рамках концепции предусматривался ввод дополнительных генерирующих мощностей — до 11,7 ГВт к 2029 году. План по годам: 2023 — 0,5 ГВт, 2024 — 1,6 ГВт, 2025 — 3,5 ГВт, 2026 — 4,8 ГВт, 2027 — 6,8 ГВт, 2028 — 9,3 ГВт.
- Инфраструктурные проекты. Среди них — строительство второй цепи транзита 220 кВ между Западно-Казахстанской, Атырауской и Мангистауской областями, реконструкция кабельных сетей Алматы, усиление электрической сети Южной зоны ЕЭС Казахстана, объединение энергосистемы Западного Казахстана с ЕЭС Казахстана¹⁰⁶.

Об итогах реализации Концепции за 2025 год можно подробнее ознакомиться на сайте Министерства энергетики Республики Казахстан¹⁰⁷.

¹⁰⁵ <https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2300000263>

¹⁰⁶ <https://www.kegoc.kz/ru/about/investicionnye-proekty/154940/>

¹⁰⁷ <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/documents/details/1010550?lang=ru&ysclid=mpcehvghik45214441>

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»¹⁰⁸.

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 ежегодно¹⁰⁹.

С 2025 года объём инвестиций вырастет до 428 млрд тенге, что на 13,24% превышает текущий уровень. Это стало возможным благодаря корректировке базовых параметров программы:

- установлен новый годовой лимит возврата инвестиций — 428 млрд тенге вместо прежних 32 млрд;
- увеличен предельный тариф на услугу по поддержанию готовности электрической мощности;
- расширены возможности для частных инвесторов и потенциальных участников отрасли.

Такой подход создаёт условия для долгосрочного планирования и масштабной модернизации энергетической инфраструктуры страны. Ожидается, что реализация обновлённой модели поможет избежать аварийности на электростанциях, повысит уровень автоматизации процессов и подготовит отрасль к переходу на низкоуглеродные источники энергии.

Программа «Тариф в обмен на инвестиции» действует как часть общего плана реформ в энергетике, направленного на обеспечение энергетической безопасности Казахстана и улучшение качества обслуживания потребителей¹¹⁰.

Национальный проект «Модернизация энергетического и коммунального секторов» Казахстана утверждён постановлением правительства от 25 декабря 2024 года №1102¹¹¹. Цель проекта — модернизация энергетической и коммунальной инфраструктуры (сетей и объектов) в республике для обеспечения надёжного и качественного предоставления коммунальных услуг населению и устойчивого развития

¹⁰⁸ https://www.inform.kz/ru/minenergo-kazahstana-realizuet-obnovlennuyu-programmu-tarif-v-obmen-na-investicii_a4073026

¹⁰⁹ <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/activities/215?lang=ru>

¹¹⁰ https://el.kz/ru/programma-tarif-v-obmen-na-investitsii-v-2025-godu-vlozheniya-v-energetiku-kazahstana-vyrastut-do-428-mlrd-tenge_400024177/?ysclid=mpce4201p6115479287

¹¹¹ <https://zakon.uchet.kz/rus/history/P2400001102/25.12.2024>

экономики страны. Сроки реализации: 2025–2029 годы. Для реализации проекта предусмотрены инвестиции 13588 млрд тенге, в том числе: энергетический сектор — 6208 млрд тенге, коммунальный сектор — 6778 млрд тенге, автоматизация и приборизация — 602 млрд тенге¹¹².

Некоторые мероприятия проекта:

- Замена и реконструкция сетей теплоснабжения. Планируется заменить и отремонтировать 1622 километра изношенных сетей, а также построить новые сети теплоснабжения для подключения энергетических объектов, которые производят тепловую энергию.
- Модернизация энергетической инфраструктуры. Включает замену изношенных элементов на более современные, повышение пропускной способности сетей и перевод потребителей на более высокие уровни напряжения.
- Модернизация водопроводных сетей и объектов водоснабжения. Предлагается заменить старые и изношенные водопроводные трубы, реконструировать водозаборные и очистные сооружения, а также построить новые водоснабжающие объекты в сельской местности и удалённых регионах.
- Внедрение современных технологий. Например, систем автоматического мониторинга и управления, а также использование новых материалов для прокладки трубопроводов.

Ожидаемый социальный эффект от реализации проекта — снижение уровня аварий на 20%, снижение уровня износа энергетических и коммунальных активов в среднем по стране до 40%.

В 2024 году в рамках бюджетной программы Министерства энергетики Казахстана «Развитие тепло-электроэнергетики» из республиканского бюджета было выделено 58,3 млрд тенге на реализацию 14 проектов. Из них 6 — по теплоснабжению, 8 — по электроснабжению¹¹³.

Некоторые результаты программы:

- Введена в эксплуатацию подстанция 110/10 кВ в районе ПДП «Акжайык» города Уральск.
- Увеличен годовой лимит возвратных инвестиций с 32 млрд тенге до 428 млрд тенге. Это позволило расширить пул проектов по модернизации, расширению и реконструкции основного оборудования для действующих энергопроизводящих организаций.
- Заключено 22 инвестиционных соглашения суммарной мощностью 2,8 ГВт, из которых 13 соглашений общей мощностью 1,36 ГВт были заключены после увеличения лимита.

¹¹² <https://baiterek.gov.kz/ru/programs/natsionalnyy-proekt-modernizatsiya-energeticheskogo-i-kommunalnogo-sektorov>

¹¹³ <https://ru.elordainfo.kz/raznoe-ru/58-3-mlrd-tenge-vydeleno-na-razvitie-teplo-elektroenergetiki-v-kazahstane>

В феврале 2024 года Министр энергетики утвердил План мероприятий по развитию электроэнергетической отрасли до 2035 года (приказ от 20 февраля 2024 года №71)¹¹⁴.

В частности, план предусматривает модернизацию, расширение и реконструкцию 17 объектов объемом вводимой мощности 5550 МВт, в том числе:

- Восстановление блока № 1 на Экибастузской ГРЭС–1 – в 2024 году;
- ТОО «Степногорская ТЭЦ», восстановление котлоагрегата и замена устаревшего турбоагрегата – 2026 год;
- ТОО «Караганда Энергоцентр» строительство нового котлоагрегата и замена устаревшего турбоагрегата – 2026 год;
- Строительство ПГУ ТЭЦ–2 Алматы – 2026 год;
- Строительство ПГУ ТЭЦ–3 Алматы – 2026 год;
- Строительство ПГУ в Актау – 2026 год;
- Расширение и модернизация ГРЭС Аксу блок 7 – 2027 год;
- Расширение ТОО «Karabatan Utility Solution» со строительством дополнительной ПГУ – 2027 год;
- Расширение Экибастузской ГРЭС–2 со строительством энергоблока №3,4 – 2026–2028 годы;
- Расширение ТЭЦ–3 Астана (строительство ПГУ) – 2028 год;
- АО «Алматинские электрические станции» увеличение проектной мощности Капшагайской ГЭС со строительством контррегулятора Кербулакской ГЭС – 2028 год;
- Строительство Семипалатинской ГЭС – до 2030 года;
- Увеличение проектной мощности с 1050 до 1200 МВт путем строительства 2 очереди Шульбинской ГЭС – до 2035 года и ряд других объектов.

Кроме того, планируется, строительство новой генерации:

- Строительство гибридной Гибрид ENI – 2025 год;
- Строительство газопоршневых станций на месторождениях Каламкас и Жетибай АО «НК «КазМунайГаз» – 2025 год;
- Строительство ПГУ в Туркестан – 2026 год;
- Строительство ПГУ в Кызылорда – 2026 год;
- Строительство газотурбинной электростанции на ТОО «Атырауский НПЗ» для собственных нужд с возможностью выхода в изолированный режим – 2026 год;
- Строительство новой газовой станции мощностью в г. Жезказган – 2027 год;
- Строительство ПГУ в Актау – 2027 год;
- Строительство ПГУ в Атырау – 2027 год;
- Строительство новой ТЭЦ в Кокшетау – 2028 год;

¹¹⁴ <https://www.zakon.kz/pravo/6425370-kakie-energeticheskie-obekty-postroyat-v-kazakhstane-do-2035-goda.html>

- Строительство новой ТЭЦ в Семей – 2028 год;
- Строительство новой ТЭЦ в Усть–Каменогорск – 2028 год;
- Строительство ПГУ в Тараз (ЖГРЭС) – 2028 год;
- Строительство базовой генерации (ГРЭС–3) – 2029 год;
- Строительство новой ТЭЦ в Жезказган – 2029 год;
- Строительство ПГУ–500 МВт в Кызылорда – 2029 год;
- Строительство ПГУ в Актобе – 2028, 2030 год;
- Строительство АЭС (Решение по строительству АЭС будет принято по итогам референдума) – 2035 год.

В план по развитию энергетической отрасли также вошли:

- крупные проекты возобновляемых источников энергии;
- проекты ветряных электростанций;
- проекты солнечных электростанций;
- проекты гидроэлектростанций и биогаза;
- строительство и восстановление градирен на электрических станциях.

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 годы¹¹⁵.

Планируется снижение энергоёмкости промышленности на 10% и сектора энергетики на 5% по сравнению с уровнем 2021 года. Также поставлены цели по снижению энергопотребления на единицу площади зданий на 10% и потребления энергии на душу населения на 5%. Дополнительно запланировано привлечение инвестиций в сферу энергосбережения на сумму не менее 20 млн долларов США и повышение уровня осведомлённости населения по вопросам рационального использования энергии с охватом более 50 % граждан.

В 2023 году была утверждена Стратегия достижения углеродной нейтральности Республики Казахстан до 2060 года (Указ Президента Республики Казахстан №121 от 2 февраля 2023 года)¹¹⁶, которая предусматривает, что к 2030 году планируется безусловное сокращение выбросов парниковых газов на 15% к декабрю 2030 года по сравнению с 1990 годом; условное сокращение выбросов парниковых газов на 25% к декабрю 2030 года.

¹¹⁵ <https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2300000264>

¹¹⁶ <https://adilet.zan.kz/rus/docs/U2300000121>

7. Реализация государственных программ по использованию возобновляемых источников энергии и охране окружающей среды

Действующая система господдержки развития ВИЭ закреплена в законодательстве Республики Казахстан с 2009 года¹¹⁷.

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.)¹¹⁸ 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.

В Министерстве экологии Республики Казахстан отметили, что в 2024 году была актуализирована Концепция перехода к зеленой экономике. Она дополнена 21 новым индикатором в 9 секторах экономики. В документ также интегрированы 15 целей устойчивого развития ООН, что приближает национальную экологическую политику к международным стандартам¹¹⁹.

Концепция развития экологической культуры «Таза Қазақстан» на 2024–2029 годы была утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 31 октября 2024 года №910¹²⁰.

Основные цели концепции - формирование у граждан ответственного отношения к окружающей среде, развитие экологического сознания и культуры, повышение осведомлённости об экологических проблемах, а также активное участие населения в решении экологических задач.

¹¹⁷ <https://www.gov.kz/memleket/entities/energo/activities/4910?lang=ru&ysclid=mpcjzcns10494117013>

¹¹⁸ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31399596

¹¹⁹ <https://www.nur.kz/society/2311779-ohrana-okruzhayushchey-sredy-v-kazahstane-kak-strana-vystraivaet-novuyu-ekologicheskuyu-realnost/?ysclid=mpckd1vsl8603055425>

¹²⁰ <https://adilet.zan.kz/rus/docs/P2400000910>

8. Международное сотрудничество

АО «KEGOC», являясь Системным оператором Единой электроэнергетической системы Казахстана, выполняет функции по взаимодействию с энергосистемами сопредельных государств по управлению и обеспечению устойчивости режимов параллельной работы.

В настоящее время ЕЭС Казахстана работает параллельно с ЕЭС России и ОЭС ЦА, включающей в себя энергосистемы Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана.

Основой этому являются межправительственные соглашения, в соответствии с которыми стороны могут осуществлять межгосударственные поставки электроэнергии и оказывать услуги (транзит, регулирование мощности).

Параллельная работа ЕЭС Казахстана с ОЭС Центральной Азии

Взаимоотношения между энергосистемами Центральной Азии регламентируются Соглашением между Правительствами Казахстана, Кыргызстана, Таджикистана и Узбекистана о параллельной работе энергосистем от 17.06.1999 года (г. Бишкек), в соответствии с которым заключаются договоры между АО «KEGOC» и хозяйствующими субъектами ЦА, регламентирующие основные технические и финансовые обязательства сторон при параллельной работе энергосистем:

- Договоры на покупку и продажу электрической энергии на урегулирование внеплановых перетоков (АО «KEGOC» - ОАО «НЭСК», АО «KEGOC» - АО «Узэнергосети»);
- Договоры оказания услуг по передаче (транзиту) электрической энергии по НЭС Казахстана (АО «KEGOC» - ОАО «НЭСК», АО «KEGOC» - ОсОО «СОЛАРКОЙН»);
- Договоры на взаимное оказание услуг по регулированию мощности (частоты) (АО «KEGOC» - ОАО «НЭСК», АО «KEGOC» - АО «Узэнергосети»).

Действует Координационный электроэнергетический совет Центральной Азии (КЭС ЦА), участниками которого от Казахстана является АО «KEGOC». Совет создан по инициативе хозяйствующих субъектов сторон и на сегодняшний день является важной «площадкой» для ведения конструктивного диалога сторон по актуальным вопросам сотрудничества в рамках параллельной работы энергосистем.

Параллельная работа ЕЭС Казахстана и ЕЭС России

В соответствии с Соглашением между Правительством Республики Казахстан и Правительством Российской Федерации о мерах по обеспечению параллельной работы единых энергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации (от 20.11.2009г. и от 09.11.2023г.), заключены договоры между АО «KEGOC» и российскими хозяйствующими субъектами,

регламентирующие основные технические и финансовые обязательства сторон при параллельной работе энергосистем:

- Договор о параллельной работе электроэнергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации (АО «KEGOC», ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС»);
- Договор оказания услуг по передаче (транзиту) электрической энергии по НЭС Казахстана (АО «KEGOC» - ПАО «Россети»);
- Договоры на покупку и на продажу электроэнергии для компенсации отклонений фактических почасовых межгосударственных сальдо перетоков электроэнергии от плановых между ЕЭС Казахстана и ЕЭС России (АО «KEGOC» - ПАО «Интер РАО»).

Актуальные вопросы сотрудничества при параллельной работе с российской энергосистемой рассматриваются в рамках Межправительственной комиссии по сотрудничеству между Республикой Казахстан и Российской Федерацией.

9. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период с 2015-2025 гг.

9.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2026 г.)

Таблица 1 – Характеристики некоторых электростанций 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; 35; 60	5	180
4	АО «Актобе ТЭЦ»	6; 22; 25; 29; 30; 57	7	175
5	Эл.ст. АЗФ ТНК «Казхром»	37; 97,8	2	134,8
6	Жанажолская ГТЭС-56	12; 16	11	168
7	Жанажолская ГТЭС-45	11,2; 11,3	3	33,8
8	Жанажолская ПТЭС-160	80	2	160
9	ГПЭС Башенколь	0,98	3	2,9
10	ГПЭС Ю.Каратобе	2,5	4	10
11	ГПУ ТОО «АРБЗ»	9,73	4	38,9
12	ГПЭС ТОО «Восход-Oriel»	2	2	4
13	ГПЭС ТОО «Green Capital Kazakhstan»	4,3	2	8,6
14	Алматинская ТЭЦ-1 АО «АлЭС»	25; 60	3	145
15	Алматинская ТЭЦ-2 АО «АлЭС»	50; 80; 110	6	510
16	Алматинская ТЭЦ-3 АО «АлЭС»	41; 50	4	173
17	Текелийская ТЭЦ-2	12	2	24
18	Текелийская ПГУ	12	3	36
19	ГПЭС «Баскуат Энергопром»	2,1	1	2,1
20	Атырауская ТЭЦ	12; 25; 45; 60; 65; 100	12	484
21	ТЭЦ АНПЗ	6; 12	4	30
22	ТГТЭС - 1 (ГТЭС-144)	34	3	102
23	ТГТЭС - 2 (ГТЭС-480)	34; 43	3	111
24	ТГТЭС - 3 (ГТЭС-242)	121	2	242
25	ТГТЭС - 4	125	5	625
26	ПТЭС-310 Карабатан ТОО «Karabatan Utility Solutions»	50; 55	6	310
27	ЭС «Кашаган»	35; 40,26	8	311,6
28	ГПЭС «Sagat Energy»	1	9	9
29	Усть-Каменогорская ТЭЦ	3,5; 8; 25; 38; 50; 120	8	372,5
30	Согринская ТЭЦ	24; 50	2	74
31	Семипалатинская ТЭЦ	12	3	36

32	Риддер ТЭЦ	12; 5	3	29
33	Жамбылская ГРЭС	200; 210	6	1230
34	Жамбылская ТЭЦ 4	30	2	60
35	Уральская ТЭЦ	12; 8; 28,5	3	60,5
36	ГТЭС КПК	34,3; 42	4	144,9
37	Уральская ГТЭС	18	3	54
38	ГТЭС-200 г. Уральск	100	1	100
39	ГТЭС-26	25; 7; 4; 1	6	42,9
40	Кар.ГРЭС-1	42	2	84
41	Кар.ГРЭС-2	55; 86; 100; 130	8	773
42	ТЭЦ ПВС АО «Qarmet»	12; 60	4	192
43	ТЭЦ-2 Темиртау АО «Qarmet»	100; 135	4	435
44	Кар.ТЭЦ-1	6	4	24
45	Кар.ТЭЦ-3	100; 110; 120	6	670
46	Балхашская ТЭЦ	25; 30; 60	4	145
47	Жезказганская ТЭЦ	50; 60	4	210
48	Шахтинская ТЭЦ	6	3	18
49	ГТЭС Акшабулак	29	3	87
50	ГТЭС Кумколь	15; 18,4	5	102
51	Рудненская ТЭЦ	17; 54; 58; 63	6	267
52	Костанайская ТЭЦ ГКП КТЭК	6	2	12
53	Костанайская ТЭЦ-2 ГКП КТЭК	1; 6	2	7
54	Аркалыкская ТЭЦ	4; 3	2	7
55	Кызылординская ТЭЦ-6	25	1	25
56	Кызылординская КОГТЭС	15; 4	3	46,2
57	ТОО ТЭС «СКЗ-U»	18; 5	1	18,5
58	ТЭЦ-1 МАЭК	25	3	75
59	ТЭЦ-2 МАЭК	50; 60; 80; 100	10	630
60	ТЭС МАЭК	200; 210; 215	3	625
61	ГПЭС Жанаозен ТОО «ОралМунайПром»	1,6; 3,4; 4,3	9	30,4
62	ГТЭС «Каламкас»	45	2	90
63	ГПЭС КазАзот	9,73	4	38,9
64	ЭГРЭС-1	500; 540	8	4040
65	ЭГРЭС-2	500	2	1000
66	Аксукая ТЭС АО «ЕЭК»	300; 310; 325	7	2235
67	Павлодарская ТЭЦ-1	50; 60; 80	6	350
68	Павлодарская ТЭЦ-2	25; 60	3	110
69	Павлодарская ТЭЦ-3	50; 65; 125	6	555
70	ЭТЭЦ	12	1	12
71	ТЭС «УПНК-ПВ»	3	4	12
72	Петропавловская ТЭЦ-2	60; 63; 95; 100	7	541
73	Шымкентская ТЭЦ 3	80	2	160

74	ТЭС ТОО «ПКОП»	12; 18	2	30
75	Кентауская ТЭЦ-5	5,5; 7	2	12,5
Гидроэлектростанции				
1	Капшагайская ГЭС АО «АлЭС»	91	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	0,8	1	0,8
9	Алматинский каскад ГЭС АО «АлЭС» ГЭС-10	0,8	1	0,8
10	Алматинский каскад ГЭС АО «АлЭС» ГЭС-11	0,8	1	0,8
11	Каскад ГЭС Алматинской области АО «АлЭС» Талгарская ГЭС	1,1	3	3,2
12	Алматинский каскад ГЭС мини ГЭС «Карапш»	0,125	1	0,125
13	Алматинский каскад ГЭС АО «КазНИИ энергетики им. ак. Чокина Ш.Ч.»			0,75
14	ГЭС Турген ТОО «EC ENERGY Qazaqstan»	1; 0,4	2	1,4
15	ГЭС «DEF ГЭС»	0,21; 0,22	2	0,43
16	Мойнакская ГЭС	150	2	300
17	Иссыкская ГЭС-1	4,95	1	4,95
18	Иссыкская ГЭС-2	5,1	1	5,1
19	Иссыкская ГЭС-3	0,84; 0,14	2	1
20	ГЭС Какпак	2,2	1	2,2
21	ГЭС Медеу-2	0,43	1	0,43
22	ГЭС Каргалы	1	3	3
23	Талдыкорганские ГЭС Аксу ГЭС-1	0,97	2	1,9
24	Талдыкорганские ГЭС Саркандская ГЭС-2	0,25; 0,63	5	2,39
25	Талдыкорганские ГЭС Антоновская ГЭС-3	0,8	2	1,6
26	Талдыкорганские ГЭС Успеневская ГЭС-4	0,95	2	1,9
27	Талдыкорганские ГЭС Ынтылинская ГЭС-5			0,6
28	Каратальская ГЭС-1	3,36	3	10,1
29	Каратальская ГЭС-2	2,2	2	4,4
30	Каратальская ГЭС-3	1; 1,7	3	4,4
31	Каратальская ГЭС-4	0,6; 1,25	3	3,1

32	Верхне-Басканская ГЭС	1,4	3	4,2
33	Верхне-Басканская ГЭС-2	1,95; 3,35	4	10,6
34	Верхне-Басканская ГЭС-3	2,15	2	4,3
35	ГЭС Кора	2,1; 4; 9,2	5	28,5
36	ГЭС-3 «Коринская ГЭС-2»	4,11	3	26
37	Чижинская ГЭС-2 ТОО «Каскад Каратальских ГЭС»	8,6	3	25,8
38	ГЭС Лепсы-2	2,5; 4,83	4	17
39	ГЭС Коргас	0,5	4	2
40	Бухтарминская ГЭС	75	9	675
41	Усть-Каменогорская ГЭС	82,8; 95	4	367,8
42	Шульбинская ГЭС	117	6	702
43	Лениногорский каскад ГЭС Тишинская ГЭС	6,15	1	6,15
44	Лениногорский каскад ГЭС Хариузовская ГЭС	1; 2,63	4	5,6
45	Лениногорский каскад ГЭС Ульбинская ГЭС	9,2	3	27,6
46	Зайсанская ГЭС	1	2	2
47	Тургусунская ГЭС ТОО «Тургусун-1»	1,98; 11,5	3	24,9
48	Меркенская ГЭС-1	0,55	2	0,55
49	Меркенская ГЭС-2	0,4	3	1,2
50	Меркенская ГЭС-3	0,5	3	1,5
51	Каракыстакская ГЭС	0,1; 1,1	3	2,3
52	Тасоткельская ГЭС-1 ТОО «Компания А & Т»	2,3	4	9,2
53	Тасоткельская ГЭС-2 ТОО «Компания А & Т»	2,3	4	9,2
54	Интумакская ГЭС	0,6	1	0,6
55	АО «Шардаринская ГЭС»	31,5	4	126
56	Малые ГЭС на р. Келес ГЭС «Кошкар-Ата»	1,3	1	1,3
57	Малые ГЭС на р. Келес ГЭС «Рысжан»			2
58	ГЭС «Манкент»	1,25	2	2,5
59	ГЭС Достык ТОО «Salem Consulting»	0,18; 0,4	3	0,98
60	Мини ГЭС «СПК Ынтымак»	1,5	1	1,5
61	ГЭС «Дархан» ТОО «КелесГидроСтрой»			4,5
62	ГЭС Кенес-1 ТОО «Ак-Су Куат»	1,25	2	2,5
Возобновляемые источники энергии				
1	ВЭС Ерейментау-1	2,05	22	45,1
2	ВЭС «Astana Expo»	3,45	29	100
3	ВЭС-1 ТОО «Golden Energy corp»	1,65	3	4,95
4	ВЭС-2 ТОО «Golden Energy corp»	1,65; 2	14	25,50
5	СЭС Нура ТОО «KB ENTERPRISES»			100

6	ВЭС Красный яр ТОО «Вичи»	0,7	10	7
7	ВЭС Тургай ТОО «Производственная фирма ЭлектроСетьСтрой»	1,5	3	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 «SamrukGreenEnergy»	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 Electricity»	1,65	3	4,95
32	ВЭС Жанатас ТОО «Жанатасская Ветровая Электростанция»	2,5	40	100
33	СЭС Гульшат ТОО «КПМ 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»			0,42
39	СЭС ТОО «Байкен-U»	0,016	19	0,3
40	СЭС Байконур	1,25; 1,5	28	50
41	СЭС Жалагаш ТОО «Номад Солар»		8	28

42	СЭС Жанакорган ТОО «ХЕК-КТ»	0,25	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 Жылга ТОО «ЕcoProTech- Astana»		10	20
50	СЭС Жетысай ТОО «КаДі»	1,25	4	4,8
51	СЭС Задарья ТОО «Каз Green Tek Solar»	2,2	6	14
52	СЭС Задарья-2 ТОО «Каз Грин Тек Солар-1»	0,25	18	5
53	СЭС Шолаккорган ТОО «ЮКСЭС 50»	0,175	303	50
54	СЭС Шымкент ТОО «NEVEL KAZAKHSTAN»	0,25	75	20
55	СЭС Кентау ТОО «NEVEL KAZAKHSTAN»	0,25	189	50
56	СЭС Шоктас ТОО «KZT Solar»	0,25	189	50
57	СЭС Кушата ТОО «KZT Solar»	0,25	38	10
58	СЭС-2 Батыр ТОО «Group Independent»	0,06	39	2
59	ВЭС Форт-Шевченко ТОО «СПКТ Редкометальная компания»	1,75; 2	24	43,6
60	ВЭС Акшукур ТОО «БЕСТ Групп-НС»	1,5; 2	3	5
61	ВЭС Сервис ТОО «ВЭС Сервис»	5	2	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)	1,75	17	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 «Жеруйык Энерго»	2	25	50
72	СЭС Айша ТОО «АЕС Asa»	0,25	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»	0,25	18	4,95
77	СЭС Отрар ТОО «Cascade NRG»	0,1	20	2
78	ВЭС Абай-1 ТОО «ВЭС Абай-1»	3,2	31	100
79	ВЭС Абай-2 ТОО «ВЭС Абай-2»	3,2	16	50
80	СЭС Балхаш ТОО «KAZ GREEN ENERGY»	6,2	8	50
81	ВЭС Борей-1 ТОО «Borey Energo»	5	10	50
82	ВЭС Борей-2 ТОО «Borey Energo»	5	10	50
83	ВЭС «EnergoTrust» ТОО «Energo Trust»	5	10	50
84	ВЭС Красный Яр ТОО «Эталон Пауэр»	0,7	2	1,4
85	ВЭС Елікті ТОО «Эталон Пауэр»	3,45	11	18,15
86	ВЭС Аркалыкская-1 ТОО «Аркалыкская ВЭС-1»		1	7
87	ВЭС Аркалыкская-2 ТОО «Аркалыкская ВЭС-2»	5	2	10
88	ВЭС Восток Ветер ТОО «ВЭС Восток Ветер»	2	5	10
89	ВЭС Alcor Energy ТОО «ВЭС Alcor Energy»	1,65	3	4,95
90	ВЭС Софиевская ТОО «Софиевская Ветровая Электростанция»	5	8	39
91	ВЭС JasyI Jel Energy-1 ТОО «Jasil Jel Energy»	5	2	10
92	ВЭС JasyI Jel Energy-2 ТОО «Jasil Jel Energy»	5	1	5
93	ВЭС Джунгарские Ворота ТОО «EcoWatt АКА»	6,25	8	50
94	ВЭС Аркалык ТОО «KazWind Energy»	4,8	10	48

95	ВЭС Шокпар ТОО «Шокпарская Ветровая Электростанция»	4,8	22	100
96	СЭС Шаульдер ТОО «Arm Wind»	3,125	12	50
97	СЭС Аральск ТОО «АЕС Asa»		56	20
98	ВЭС Хромтау АО «КЭЗ»	6,25	24	150
99	ВЭС Darmen Shuak ТОО «Darmen Shuak»	6,25	6	50
100	ВЭС Next Green Energy ТОО «Next Green Energy»	6,25	6	50
101	ВЭС Доссор ТОО «Дивитэл»	2	24	48
102	ВЭС Гиперборея ТОО «Гиперборея»	7,7	21	161,7
103	СЭС ТОО «Barg»			0,34
104	СЭС Алматинская «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго»	0,33	6	2
105	СЭС Жез-Солар ТОО «Жезказганский Завод Металлических Конструкций»			1,2
106	ВЭС Жезказган ТОО «Mezgilder Qushteri»	6,25	16	100
107	СЭС Шиели-1 ТОО «Vigor Holding»	0,38	52	20
108	СЭС Тесис ТОО «Тесис»	0,36	111	40
109	СЭС ТОО «Күншуак-2025»	0,33	9	3,2
110	ВЭС Аспан ТОО «Aspan Energo»	6,25	8	50
111	ВЭС Жетыбай ТОО "Sarkylmas Kuat"	6,25	8	50
112	СЭС Жанаозен Филиал "Мангистау Реньюаблс Б.В."	0,33	151	50
113	СЭС Шетпе ТОО «Stellar Energy»			20

Суммарная установленная мощность электростанций Республики Казахстан составляет 26807 МВт (на основании данных Таблицы 6).

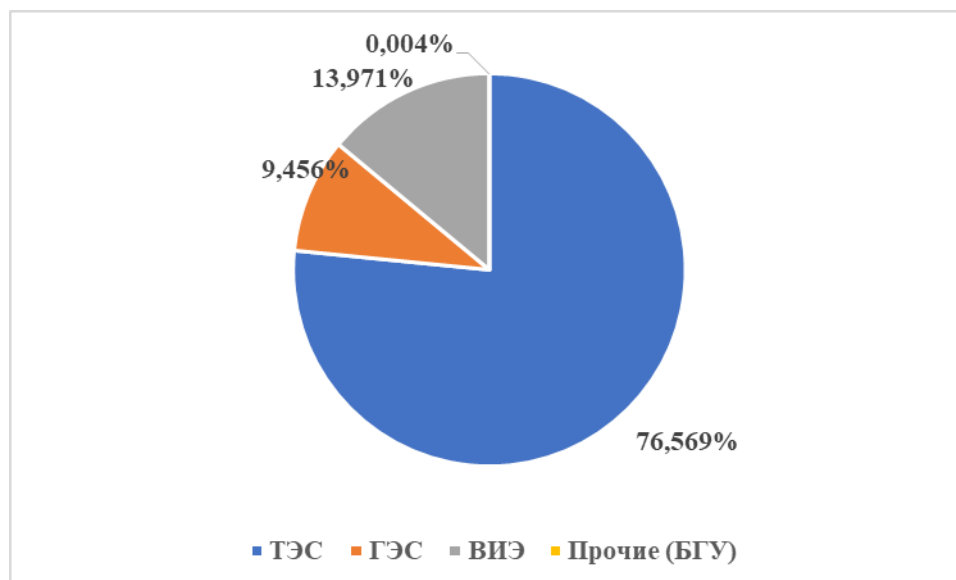


Рисунок 1 – Структура установленных мощностей Республики Казахстан за 2025 год

На Рисунке 1 структура установленных мощностей Республики Казахстан представлена следующим образом: тепловые электростанции составляют 76,569% (20525,9 МВт), гидроэлектростанции – 9,456% (9,456 МВт), ВИЭ – 13,971% (3745,2 МВт), прочие (БГУ) – 0,004% (1,1 МВт).

9.1.1 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		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		357,6	656,7	117,41	252,8	1032	695	455,5	566,5	478,2	736,24	1577,8
В т.ч.	ТЭС	440	88,5	69,9	55,9	440	40,4	168,7	7	122	583,6	870,1
	ГЭС (выше 25 МВт)	-	-	28,5	-	-	63	59,9	н/д	-	-	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт* и ниже)	65,6	н/д	19,01	19,9	16,7	591,6	226,9	559,5	356,2	15,64	707,7
	Прочие(БГУ)	-	-	-	1,1	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)		56	0,9	500	65,2	8	10	132	2.312	360	64	85
В т.ч.	ТЭС	н/д	56	500	15,2	8	10	132	2	360	64	-
	ГЭС (выше 25 МВт*)	-	-	-	50	-	-	-	-	-	64	-
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт* и ниже)	0,9	-	-	-	-	-	-	0.312	-	-	-
	прочие	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

9.1.2 Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих объектов в период 2024-2025 гг.

Таблица 3 - Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в период 2024 – 2025 гг.

№	Наименование электростанций и генерирующих мощностей	Мощность (МВт)
2024 год		
1	ТЭС ТОО «ПКОП»	30
2	ГПЭС ТОО «Green Capital Kazakhstan»	8,6
3	ГЭС Каргалы ТОО «ВЭС Толкын»	3
4	Верхне-Басканская ГЭС-2 ТОО «Baskan Power»	10,6
5	Верхне-Басканская ГЭС-3 ТОО «Baskan Power»	4,3
6	ГЭС Коргас РГП на ПХВ «Казводхоз»	2
7	СЭС Аральск ТОО «АЕС Asa»	20
8	ВЭС Хромтау АО «КЭЗ»	12,5
9	ВЭС Доссор ТОО «Дивитэл»	48
10	ВЭС Гиперборея ТОО «Гиперборея»	53,9
11	СЭС ТОО «Barg»	0,34
12	На Экибастузской ГРЭС-1 произведен ввод энергоблока №1	540

13	На Аркалыкской ТЭЦ произведен ввод турбоагрегата №2	3
2025 год		
1	ВЭС Хромтау АО «КЭЗ» произведен ввод 2,3,4 очереди	137,5
2	ВЭС Dарmen Shuak ТОО «Dарmen Shuak»	50
3	ВЭС Next Green Energy ТОО «Next Green Energy»	50
4	СЭС Алматинская ТОО «ЛУКОЙЛ-Экоэнерго Казахстан»	2
5	ПГУ Текели ТОО «Текелийский энергокомплекс»	36
6	ГЭС-3 на реке Кора ТОО «Коринская ГЭС-2»	26
7	ГПЭС ТОО «Баскуат Энергопром»	2,1
8	На Атырауской ТЭЦ произведен ввод турбоагрегата №6	65
9	ГТЭС-4 ТОО «Тенгизшевройл»	625
10	На КГРЭС-2 произведен ввод турбоагрегата №3	130
11	ВЭС Гиперборея ТОО «Гиперборея»	107,8
12	СЭС Жез-Солар ТОО «Жезказганский Завод Металлических Конструкций»	1,2
13	ВЭС Жезказган ТОО «Mezgilder Qushteri»	100
14	СЭС Шиели-1 ТОО «Vigor Holding»	20
15	СЭС Тесис ТОО «Тесис»	40
16	СЭС ТОО «Күншуак-2025»	3,2
17	ВЭС Аспан ТОО «Aspan Energo»	50
18	ВЭС Жетыбай ТОО "Sarkylmas Kuat"	50
19	СЭС Жанаозен Филиал "Мангистау Реньюваблс Б.В	50
20	СЭС Шетпе ТОО «Stellar Energy»	20
21	На Уральской ТЭЦ произведен ввод турбоагрегата №1	12

9.2. Электрические сети

9.2.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 4 – Системообразующий сетевой комплекс

№	Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 1150 кВ	1 421,225
2	ЛЭП напряжением 500 кВ	8 281,131
3	ЛЭП напряжением в габаритах 330 кВ (раб. напряжение 220кВ)	1 862,937
4	ЛЭП напряжением 220 кВ	15 767,330
5	ЛЭП напряжением 110 кВ	352,841
6	ЛЭП напряжением 35 кВ	44,130
7	ЛЭП напряжением 10 кВ	124,087
8	ЛЭП напряжением 6 кВ	8,020
9	ЛЭП напряжением 0,4 кВ	55,942
	Всего:	27 917,643

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 1150 кВ	3	9 384,1
2	ПС напряжением 500 кВ	20	17 467,5
3	ПС напряжением 220 кВ	58	12 144,8
4	ПС напряжением 35 кВ	2	23,2
	Всего:	83	39 019,6

9.2.2. Распределительный сетевой комплекс

Данные о распределительном сетевом комплексе Республики Казахстан по состоянию на конец 2025 года не представлены.

9.2.3 Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 5 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи

№	Страна	Наименование ЛЭП	Наименование подстанций начала и конца ЛЭП	Напряжение (кВ)
1	РК-РУ	ВЛ 500 кВ Л-5019 «Шымкент – Ташкентская ГРЭС»	ПС Шымкент, Ташкентская ГРЭС	500
2	РК-РУ	ВЛ 220 кВ Л-2419 «Ташкентская ГРЭС – Қазығұрт»	Ташкентская ГРЭС, Қазығұрт (Қазығұрт)	220
3	РК-РУ	ВЛ 220 кВ Л-2429 «Ташкентская ГРЭС – Жылға (т)»	Ташкентская ГРЭС, Жылға (т)	220
4	РК-КР	ВЛ 500 кВ Л-5143 «Шу – Фрунзенская»	Шу, Фрунзенская	500
5	РК-КР	ВЛ 220 кВ Л-2163 «Главная – Шу»	Главная, Шу	220
6	РК-КР	ВЛ 220 кВ Л-2183 «Западная – Кемин»	Западная, Кемин	220
7	РК-КР	ВЛ 220 кВ Л-2193 «Алматы – Главная»	Алматы, Главная	220
8	РК-КР	ВЛ 500 кВ Л-5159 «Фрунзенская – Жамбыл»	Фрунзенская, Жамбыл	500
9	РК-КР	ВЛ 220 кВ Л-2119 «ЖГРЭС – Жамбыл (т)»	ЖГРЭС, Жамбыл (т)	220
10	РК-КР	ВЛ 220 кВ Л-2129 «ЖГРЭС – Жамбыл»	ЖГРЭС, Жамбыл	220
11	РК-КР	ВЛ 220 кВ Л-2139 «ЖГРЭС – Жамбыл»	ЖГРЭС, Жамбыл	220
12	РК-КР	ВЛ 220 кВ Л-2759 «ЖГРЭС – Фрунзенская, с отв. на Абдезим, Мерке»	ЖГРЭС, Фрунзенская	220
13	РК-РФ	ВЛ 500 кВ Л-5201 «Қызылжар – Курган»	Қызылжар (Қызылжар), Курган	500
14	РК-РФ	ВЛ 500 кВ Л-5561 «Қызылжар – Таврическая»	Қызылжар (Қызылжар), Таврическая	500
15	РК-РФ	ВЛ 220 кВ Л-2751 «Макушино – Қызылжар»	Макушино, Қызылжар (Қызылжар)	220
16	РК-РФ	ВЛ 500 кВ Л-5012 «Новотроицкая - Өлке»	Новотроицкая, Өлке (Ульке)	500
17	РК-РФ	ВЛ 500 кВ Л-5032 «Балаковская АЭС – Жазық»	Балаковская АЭС, Жазық (Жазык)	500

18	РК-РФ	ВЛ 220 кВ Л-2012 «Орская - Кемпірсай»	Орская, Кемпірсай (Кемпирсай)	220
19	РК-РФ	ВЛ 220 кВ Л-2032 «Орская - Ақтөбе»	Орская, Ақтөбе (Актобе)	220
20	РК-РФ	ВЛ 220 кВ Л-2522 «Кинель - Орал, Южная тарм.»	Кинель, Орал	220
21	РК-РФ	ВЛ 220 кВ Л-2582 «Жазық - Южная»	Жазық (Жазык), Южная	220
22	РК-РФ	ВЛ 500 кВ Л-5544 «Рубцовская - Өскемен»	Рубцовская, Өскемен (Оскемен)	500
23	РК-РФ	ВЛ 1150 кВ Л-1103 «Қостанай – Челябинская»	Қостанай (Костанай), Челябинская	1150
24	РК-РФ	ВЛ 500 кВ Л-5716 «Троицкая ГРЭС – Сұңқар»	Троицкая ГРЭС, Сұңқар (Сункар)	500
25	РК-РФ	ВЛ 500 кВ Л-5736 «Ириклинская ГРЭС – Жетіқара»	Ириклинская ГРЭС, Жетіқара (Жетикара)	500
26	РК-РФ	ВЛ 500 кВ Л-5986 «Троицкая ГРЭС – ЮГРЭС-2»	Троицкая ГРЭС, ЮГРЭС-2	500
27	РК-РФ	ВЛ 500 кВ Л-5996 «Троицкая ГРЭС – Магнитогорская»	Троицкая ГРЭС, Магнитогорская	500
28	РК-РФ	ВЛ 220 кВ Л-2076 «Троицкая ГРЭС – Приуральская»	Троицкая ГРЭС, Приуральская	220
29	РК-РФ	ВЛ 1150 кВ Л-1104 «Екібастұз - Алтай»	Екібастұз (Екибастуз), Алтай	1150
30	РК-РФ	ВЛ 500 кВ Л-5527 «ЕЭК – Рубцовская»	ЕЭК, Рубцовская	500
31	РК-РФ	ВЛ 500 кВ Л-5537 «ЕЭК – Иртышская»	ЕЭК, Иртышская	500
32	РК-РФ	ВЛ 500 кВ Л-5577 «Экибастузская ГРЭС-1 – Таврическая»	Экибастузская ГРЭС-1, Таврическая	500
33	РК-РФ	ВЛ 220 кВ Л-2227 «Урожайная (т) – Мынколь (т)»	Урожайная (т), Мынколь (т)	220
34	РК-РФ	ВЛ 220 кВ Л-2237 «Районная (т) – Валиханово (т)»	Районная (т), Валиханово (т)	220
35	РК-РФ	ВЛ 220 кВ Л-2247 «Мынколь (т) – Иртышская»	Мынколь (т), Иртышская	220
36	РК-РФ	ВЛ 220 кВ Л-2257 «Валиханово (т) – Иртышская»	Валиханово (т), Иртышская	220
37	РК-РФ	ВЛ 220 кВ Л-2407 «Атамекен – Кулунда»	Атамекен, Кулунда	220

9.3. Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 6 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2015
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		90,8	94,1	102,4	106,8	106,0	108.1	114,4	112,86	112,8	117,9	123,1
В т.ч.	ТЭС	74,1	74,7	82,4	86,8	86,7	85,9	91,1	88,6	87,4	88,4	91,6
	ГЭС (выше 25 МВт)	8,8	11,1	10,5	9,6	8,8	9,2	8,4	8,3	7,7	10,1	9,3
	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	6,7	7,5	8,7
	прочие	7,3	7,4	8,4	9,1	9,5	9,0	10,7	10,9	11,0	11,9	13,5
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		90,9	92,3	97,9	103,2	105,2	107,4	113,9	112,94	115,1	120,0	124,6
Межгосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	выдача (экспорт)	1,6	3,1	5,8	4,9	2,3	2,5	2,6	2,1	2,8	3,1	3,9
	прием (импорт)	1,7	1,7	1,3	1,3	1,6	1,7	2,1	2,2	5,0	5,2	5,4
Установленная мощность (МВт)		21307	22055,5	21672,9	21901,9	22936,6	23621,6	23957,3	24523,7	24641,9	25314,2	26807
В т.ч.	ТЭС	18589	19275,1	18845	18935,7	19419,5	19419,5	19456,2	19461,2	19223,2	19740,8	20525,9
	ГЭС (выше 25 МВт)	н/д	2472,2	2472,2	2446,6	2522,6	2522,6	2534,8	2534,8	2534,8	2534,8	2534,8
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	н/д	312,6	355,8	519,6	1678,4	1678,3	1965,2	2526,6	2882,8	3037,5	3745,2
	Прочие (БГУ)					1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		13279	13990	14194	14823	15182	15761	15826	16459	16860	17091	17540
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,00	50,02	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)		8,0	8,1	8,4	8,8	8,8	8,9	9,3	9,1	9,1	9,3	9,5
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд. кВт·ч) <i>*данные указаны только по АО КЕГОС</i>		2,58	2,44	2,51	2,8	-	-	-	-	-	-	-
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		382,1	382,5	377,3	375,1	381,2	363,6	376,3	374,2	351,2	350,5	397,2
Расход натурально о топлива	Газ (млрд. ³)	4,6	4,7	4,6	4,7	4,9	4,9	4,8	5,2	6,9	8,7	9,5
	Мазут (тыс. т)	442,9	445,2	242,8	259,4	233,7	244,2	207,9	241,2	227,8	180,3	164,7
	Уголь (млн. т)	50,3	50,1	54,5	58,1	58,1	57,4	60,4	57,5	56,9	58,3	59,8

9.4. Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Таблица 7 - Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн. кВтч)	11567,4	10493,6	11442,6	9707,3	9808,4	9218,2	9501,9	9364,5	8837,2	10217	10946,2	12006,6
Потребление электроэнергии (млн. кВтч)	11483,6	10548,1	11033,8	9621,3	9679,9	9444,5	10189,1	9949,7	9470,8	10462,7	10816,3	11906,7

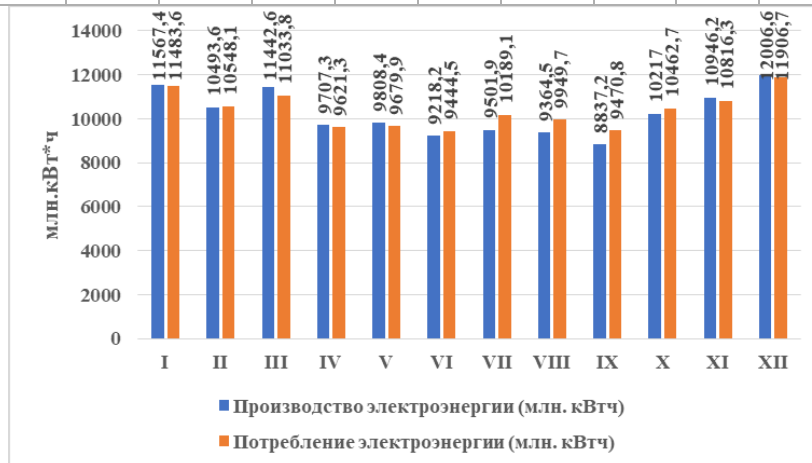


Рисунок 2 - Динамика производства и потребления электроэнергии (млн.кВт*ч) в Республике Казахстан за 2025 год

9.5. Суточный график в день годового максимума нагрузки в 2025 году

Таблица 8 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (27 декабря 2025 год)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	15398	15308	15273	15192	15047	14928	15151	15658	16208	16386	16878	16820
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	16658	16703	16742	16714	16988	17540	17049	16960	16878	16763	16156	15844

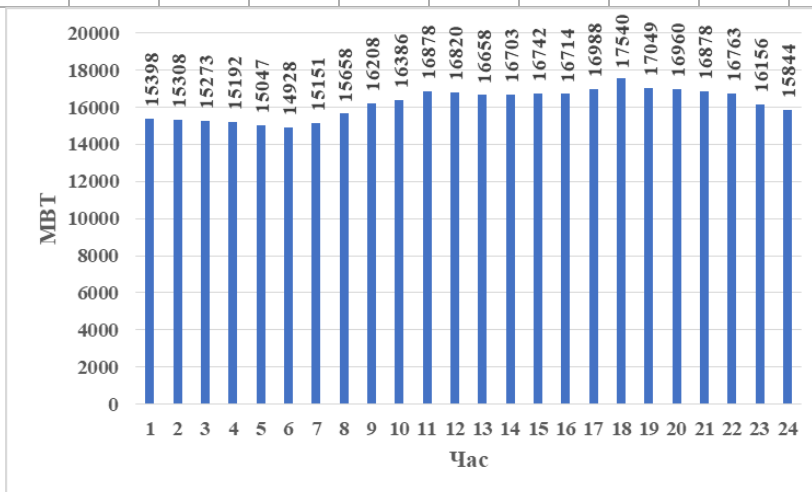


Рисунок 5 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (27.12.2026)

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА КЫРГЫЗСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

1. Общая характеристика энергосистемы

Электроэнергетическая отрасль Кыргызской Республики является стратегически важной частью экономики и топливно-энергетического комплекса, обеспечивая производство, передачу, распределение и снабжение электрической энергией. Особенностью отрасли является высокая доля гидроэнергетики - около 90% электроэнергии вырабатывается гидроэлектростанциями благодаря значительному гидропотенциалу страны.

Основным производителем электроэнергии является ОАО «Электрические станции», обеспечивающее порядка 86% генерации. В состав компании входят крупнейшие ГЭС, включая Токтогульскую, Курпсайскую, Таш-Кумырскую, Шамалды-Сайскую, Уч-Курганскую, Ат-Башинскую и Камбаратинскую ГЭС-2.

ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана» (ОАО «НЭСК») – является энергетической компанией, которая транспортирует и распределяет электрическую энергию, выработанную электростанциями, по всей Кыргызской Республике до бытовых, крупных промышленных и других потребителей. Также ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана» является системным оператором, осуществляющим централизованное оперативно-диспетчерское управление национальной энергосистемой республики¹²¹. ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана» было образовано 25 декабря 2001 года в результате реорганизации АО «Кыргызэнерго». В 2022 году к ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана» присоединены четыре распределительные компании - «Северэлектро», «Востокэлектро», «Ошэлектро» и «ДжЖалалабадтэлектро». ОАО «Чакан ГЭС» — компания в секторе малой гидроэнергетики Кыргызской Республики¹²². Основные виды деятельности: эксплуатация, проектирование и строительство малых ГЭС на территории Кыргызской Республики; производство, передача и реализация электроэнергии.

Общая установленная мощность энергосистемы составляет 4429,6 МВт, в том числе ГЭС - 3294 МВт, ТЭЦ - 862 МВт, ВИЭ -273,6 МВт.

Структура отрасли включает производство, передачу, распределение и сбыт электроэнергии. Передача осуществляется по магистральным сетям высокого напряжения, распределение - через электросетевые организации.

Министерство энергетики Кыргызской Республики является государственным органом исполнительной власти Кыргызской Республики, осуществляющим функции по выработке и реализации единой государственной политики в области топливно-энергетического комплекса, а также государственный контроль и надзор за соблюдением законодательства в сфере энергетики.

Задачами Министерства энергетики Кыргызской Республики являются:

¹²¹ <https://nesk.kg/ru/o-kompanii/>

¹²² <https://www.chakanges.kg/content/page/76-o-kompanii>

- повышение эффективности государственного регулирования в сфере топливно-энергетического комплекса и энергетической безопасности;
- создание благоприятных условий для развития топливно-энергетического комплекса и энергетической безопасности;
- создание условий для надежного и бесперебойного снабжения потребителей энергетическими ресурсами и услугами.

Департамент по регулированию топливно-энергетического комплекса при Министерстве энергетики Кыргызской Республики является подведомственным подразделением Министерства энергетики Кыргызской Республики, осуществляющим государственное регулирование деятельности субъектов топливно-энергетического комплекса посредством лицензирования и установления тарифов на электрическую, тепловую энергию и природный газ.

Специально уполномоченным государственным органом исполнительной власти, осуществляющим контрольные и надзорные функции за обеспечением надежности, безопасности и бесперебойности работы энергооборудования при производстве, передаче, распределении и потреблении электрической и тепловой энергии энергетическими предприятиями, всеми потребителями, независимо от форм собственности, а также функций по обеспечению энергобезопасности, является Служба по энергетическому надзору при Министерстве энергетики Кыргызской Республики.

Фонд зеленой энергетики при Кабинете Министров Кыргызской Республики является государственным учреждением, созданным в целях аккумулирования денежных средств для финансирования проектирования, содержания, субсидирования, ремонта, реконструкции, строительства и развития зеленой энергетики, а также стимулирования разработки, внедрения и производства энергосберегающих технологий возобновляемых источников энергии, и уполномоченным государственным учреждением по предоставлению субъектам возобновляемых источников энергии гарантии выкупа электрической энергии, вырабатываемой объектами возобновляемых источников энергии в рамках инвестиционных соглашений о реализации проектов по строительству и эксплуатации объектов возобновляемых источников энергии.

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Основные законы Кыргызской Республики, регулирующие электроэнергетику, включают:

1. Закон «Об электроэнергетике»¹²³ (1997);
2. Закон «Об энергетике» (1996)¹²⁴;
3. Закон «Об энергосбережении»¹²⁵ (1998)¹²⁶;
4. Закон «Об особом статусе каскада Токтогульских гидроэлектростанций и национальной высоковольтной линии электропередачи» (2002)¹²⁷;
5. Закон «О возобновляемых источниках энергии» (2022)¹²⁸.

Постановления Правительства Кыргызской Республики, регламентирующие работу электроэнергетической отрасли:

1. «Об одобрении проекта Национальной энергетической программы Кыргызской Республики до 2035 года» от 12 апреля 2024 года № 172¹²⁹;
2. «Об утверждении среднесрочной тарифной политики Кыргызской Республики на электрическую энергию на 2025–2030 годы» от 24.04.2025 г. № 227¹³⁰;
3. «Об утверждении Программы развития зеленой экономики в Кыргызской Республике до 2029 года» от 1 сентября 2025 года № 544¹³¹;
4. «О создании ОАО «Кыргызский энергетический расчетный центр» от 5 августа 2015 года № 561¹³²;
5. «Об утверждении Правил пользования электрической энергией» от 22 августа 2012 года № 576¹³³;
6. «Об упорядочении деятельности государственных предприятий» от 11 сентября 2019 года № 468¹³⁴;
7. «Об утверждении Правил технологического присоединения генерирующих источников, электрических сетей электrorаспределительных организаций и электроустановок потребителей к электрическим сетям» от 29 марта 2018 года № 169¹³⁵.

Приказы Министерства энергетики Кыргызской Республики:

1. «Об утверждении Правил учета электроэнергии на электроэнергетическом рынке Кыргызской Республики» от 12 апреля 2023 года № 01-13/96¹³⁶;

¹²³ <https://cbd.minjust.gov.kg/508/edition/1268359/ru?ysclid=mpmdzggoie866318429>

¹²⁴ <https://cbd.minjust.gov.kg/663/edition/1127227/ru?ysclid=mpmeeuwom309133835>

¹²⁵ <https://cbd.minjust.gov.kg/4-85/edition/956638/ru?ysclid=mkml1324rp659663426>

¹²⁶ <https://cbd.minjust.gov.kg/96/edition/956638/ru?ysclid=mpmefezj11687619573>

¹²⁷ https://prg.kz/document/?doc_id=30272292

¹²⁸ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=141467

¹²⁹ https://www.greenenergy.gov.kg/ru/document_more/?id=84

¹³⁰ <https://www.gov.kg/ru/npa/s/4644>

¹³¹ <https://www.gov.kg/ru/npa/s/4711>

¹³² <https://www.gov.kg/ru/npa/s/1685>

¹³³ https://prg.kz/document/?doc_id=31254311

¹³⁴ <https://cbd.minjust.gov.kg/157114/edition/18564/ru?ysclid=mpmeulr33p585911294>

¹³⁵ <https://www.gov.kg/ru/npa/s/507>

¹³⁶ <https://cbd.minjust.gov.kg/200811/edition/1244991/ru?ysclid=mpmf3y2a99246056315>

2. «Об утверждении Правил установки, замены и эксплуатации средств учета электрической энергии на рынке электрической энергии (мощности) Кыргызской Республики» от 12 апреля 2023 года. № 01-13/97¹³⁷;
3. «Об утверждении Правил пользования централизованной системой сбора и обработки данных расчетного центра и определения объемов электрической энергии» от 2 августа 2023 года № 01-13/156¹³⁸.

¹³⁷ <https://cbd.minjust.gov.kg/200817/edition/1245011/ru?ysclid=mpmf9cgfnw944524206>

¹³⁸ <https://cbd.minjust.gov.kg/52-1061/edition/1271825/ru?ysclid=mpmf9vavdl825326783>

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

В 2019 году состоялся запуск Кыргызского энергетического расчетного центра (ОАО «КЭРЦ»), 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 электроэнергетического рынка с использованием централизованной информационной аналитической системы.

Функциональной основой деятельности является централизованная система сбора и обработки данных (ЦССОД), которая позволяет в автоматическом режиме формировать балансы электроэнергии, рассчитывать технические потери, контролировать загрузку энергетического оборудования и соблюдение лимитов потребления в разрезе энергокомпаний, регионов и отдельных присоединений. Система охватывает ключевые объекты энергосистемы, включая электрические станции и подстанции напряжением 35-500 кВ, и выступает единым источником достоверной информации.

На базе ЦССОД формируются отчетные и аналитические данные, используемые для проведения взаиморасчетов между участниками рынка электроэнергии, а также для оперативного управления режимами энергосистемы. Обеспечивается мониторинг межгосударственных перетоков электроэнергии со странами Центральной Азии, включая Казахстан, Узбекистан и Таджикистан.

В настоящее время ОАО «КЭРЦ» осуществляет развитие системы за счет интеграции точек учета на уровне распределительных сетей (6-10 кВ), расширения аналитических инструментов и повышения точности расчетов технических потерь.

В перспективе ОАО «КЭРЦ» рассматривается как базовая платформа и институциональная основа для формирования оператора рынка электроэнергии, обеспечивающего прозрачные, автоматизированные и недискриминационные механизмы расчетов между всеми участниками отрасли, а также интеграцию с региональными энергетическими рынками, включая Евразийский экономический союз.

На Совете безопасности Кыргызской Республики 26.11.2021 г. Президентом Кыргызской Республики была поставлена задача о необходимости проведения организационной реформы в энергетическом секторе Кыргызской Республики, а также обеспечить полную автоматизацию бизнес-процессов в электроэнергетике.

Согласно Распоряжению Кабинета Министров Кыргызской Республики от 8 февраля 2022 года № 51-р¹³⁹ была утверждена концепция

¹³⁹ <https://cbd.minjust.gov.kg/57-18242/edition/1127239/ru?ysclid=mpmfrllq2a945081555>

реструктуризации системы управления энергетической отраслью Кыргызской Республики.

В рамках реформ проведены:

- объединение распределительных компаний в ОАО «Национальная электрическая сеть Кыргызстана» (2022)¹⁴⁰;
- ликвидация ОАО «Национальная энергетическая холдинговая компания» (2023)¹⁴¹;
- сокращение числа посреднических организаций;
- внедрение ERP-системы, АСКУЭ, мобильного приложения «Мой свет» и call-центра;
- передача ТЭЦ г. Бишкек, Бишкектеплосети и ТЭЦ г. Ош в ведение муниципалитетов (2024)¹⁴²;
- передача МП «Кыргызтеплоэнерго» местным органам власти (2024)¹⁴³.

¹⁴⁰ <https://nesk.kg/ru/o-kompanii/>

¹⁴¹ https://prg.kz/document/?doc_id=32929731

¹⁴² <https://bishkek.media/bishkekiskii-gorkenesh-odobril-peredachy-imyshestvennyh-kompleksov-tec-i-bi.html>

¹⁴³ <https://www.gov.kg/ru/npa/s/4567>

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

Развитие сектора энергетики в Кыргызстане регулирует Генеральный план комплексного развития сектора энергетики Кыргызской Республики до 2040 г. Документ был принят в 2022 г., финансирование осуществил Азиатский банк развития¹⁴⁴.

12 апреля 2024 года Кабинетом министров Кыргызской Республики утверждена Национальная энергетическая программа Кыргызской Республики (НЭП КР) до 2035 года №172¹⁴⁵. Главная цель программы — обеспечение энергетической безопасности, доступности энергоносителей для каждого потребителя и участие на международных рынках электроэнергии, газа и нефтепродуктов.

Некоторые приоритеты программы:

- устойчивое развитие отраслей ТЭК и ВИЭ¹⁴⁶;
- управление спросом на энергоносители реального сектора и населения;
- международное сотрудничество и укрепление внешней энергетической политики;
- энергоэффективность, энергосбережение, экология и адаптация к климатическим изменениям;
- финансовое оздоровление и экономически обоснованная тарифная политика;
- совершенствование институциональных реформ, обеспечение инновационного развития и подготовки кадров.

Некоторые планы в рамках программы:

- Строительство малых ГЭС. В 2024–2027 годах планируется ввод ГЭС на существующих водохранилищах с суммарной мощностью 80 МВт.
- Строительство солнечных и ветровых электростанций. В 2024–2035 годах планируют построить СЭС общей мощностью 3650 МВт с выработкой 6,6 млрд кВт.ч в год и 2 ВЭС общей мощностью 400 МВт 560 млн кВт.ч в год¹⁴⁷.
- Развитие электрических сетей. Рассчитано на рост распределяемых мощностей, связанный с началом экспорта энергии в Афганистан и Пакистан, вводом в эксплуатацию новых ГЭС, развитием городов КР и увеличением нагрузок, ростом количества автомобилей и прочими причинами.
- Развитие теплоснабжения населённых пунктов.

¹⁴⁴ https://minenergo.gov.kg/media/uploads/2022/12/07/mp-kr-finalreport-rev5_v2_ru_website_YHP6v2s.pdf

¹⁴⁵ <chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.energo-es.kg/uploads/strategy.pdf>

¹⁴⁶ <https://stanradar.com/news/full/56104-energetika-kak-kljuchevaja-otrasl-ekonomiki-kyrgyzstana-istorija-sovremennye-tendentsii-i-perspektivy-razvitiya-.html>

¹⁴⁷ <https://interpost.kg/blog/news/energy-program-of-kr-until-2035-ways-out-of-energy-crisis.html>

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 отрасли реализуются крупные инвестиционные проекты при поддержке международных финансовых институтов.

Ключевые проекты:

- строительство Камбаратинской ГЭС-1 и второго гидроагрегата Камбаратинской ГЭС-2;
- модернизация Токтогульской и Уч-Курганской ГЭС;
- цифровизация электроснабжения и внедрение АСКУЭ¹⁴⁸;
- модернизация подстанций и строительство ЛЭП «Кемин–Балыкчи», «Тамга–Каракол»;
- международный проект CASA-1000;
- развитие солнечной, ветровой и малой гидроэнергетики.

¹⁴⁸ АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии

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 Программы¹⁴⁹.

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 энергоресурсов¹⁵⁰.

¹⁴⁹ <http://koomtalkuu.gov.kg/ru/view-npa/2254>

¹⁵⁰ <https://online.toktom.kg/NewsTopic/6889>

7. Реализация государственных программ по использованию возобновляемых источников энергии и охране окружающей среды

Объекты возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в Кыргызской Республике формируют перспективное направление развития электроэнергетики, направленное на диверсификацию генерации, повышение устойчивости энергосистемы и снижение зависимости от гидрологических факторов.

Наибольший потенциал развития ВИЭ в стране сосредоточен в сегменте малой гидроэнергетики, солнечной и ветровой генерации. В настоящее время в эксплуатации находятся малые гидроэлектростанции, а также отдельные пилотные проекты солнечных электростанций.

Развитие ВИЭ осуществляется в рамках государственной политики, направленной на стимулирование инвестиций, внедрение механизмов поддержки и создание условий для привлечения частного капитала. Особое внимание уделяется развитию распределённой и микрогенерации, включая установку солнечных панелей на уровне домохозяйств и коммерческих объектов.

Объекты ВИЭ постепенно интегрируются в энергосистему с использованием современных цифровых решений учета и мониторинга, включая централизованные системы сбора данных. Это позволяет обеспечивать прозрачность выработки, учитывать объемы генерации и повышать управляемость энергосистемы.

В перспективе развитие ВИЭ в Кыргызской Республике рассматривается как важный элемент энергетического перехода, способствующий повышению энергетической безопасности, снижению выбросов и расширению экспортного потенциала электроэнергии, в том числе за счет интеграции в региональные энергетические рынки.

Утверждена Программа развития зеленой экономики на 2025–2029 годы (Постановление Кабинета Министров КР №544 от 01.09.2025)¹⁵¹, а также подготовлена Программа развития ВИЭ на 2026–2030 годы¹⁵², направленная на развитие солнечной, ветровой и малой гидроэнергетики.

¹⁵¹ <https://www.gov.kg/ru/npa/s/4711>

¹⁵² <https://qazaqgreen.com/news/central-asia/3607/?ysclid=mpntluzfea657801054>

8. Международное сотрудничество

Кыргызская Республика активно сотрудничает с международными организациями и странами СНГ в вопросах модернизации энергосистемы, развития межгосударственных электрических связей, экспорта и импорта электроэнергии, повышения энергоэффективности и подготовки кадров

Например, 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.

2 апреля 2026 года на форуме «Энергопром» в Казани министр энергетики РФ Сергей Цивилёв и министр энергетики Кыргызской Республики Таалайбек Ибраев подписали меморандум о взаимопонимании в сфере электроэнергетики. Документ предусматривает долгосрочное, партнёрское и взаимовыгодное сотрудничество между министерствами двух стран. В нём закреплены намерения сторон в расширении контактов между заинтересованными организациями двух стран, углублении взаимодействия в области признания отраслевых стандартов на электроэнергетическое оборудование, совместном изучении возможностей повышения надёжности работы энергосистем, а также упрощении поставок российского энергооборудования в Кыргызскую Республику¹⁵³. Ранее, в 2024 году, на форуме в Вене представители министерств энергетики Казахстана, Киргизии и Узбекистана подписали соглашение о сотрудничестве в возведении на киргизской территории крупной ГЭС Камбар-Ата-1¹⁵⁴.

¹⁵³<https://minenergo.gov.ru/press-center/news-and-events?useFallback=1&news-item=podpisan-memorandum-o-vzaimoponimanii-v-sfere-elektroenergetiki-mezhdu-ministerstvom-energetiki-rf-i>

¹⁵⁴<https://tass.ru/ekonomika/21065801>

9. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период 2015-2025 гг.

9.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2026)

Таблица 1 – характеристики некоторых электростанций Кыргызской Республики

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Гидроэлектростанции ОАО «Электрические станции» на 01.01.2026 год				
1	Токтогульская ГЭС	360	4	1 440
2	Курпсайская ГЭС	200	4	800
3	Таш-Кумырская ГЭС	150	3	450
4	Шамалды-Сайская ГЭС	80	3	240
5	Уч-Курганская ГЭС	54/45	2/2	198
6	Камбар-Атинская ГЭС-2	120	1	120
7	Ат-Башинская ГЭС	11,44	4	45,76
	Итого по ОАО «ЭС»			3293,76
Возобновляемые источники энергии				
ОАО «Чакан ГЭС» Каскад Аламудунских ГЭС				
1	ГЭС – 1	1,1 1,1	2	2,2
2	ГЭС – 2	1,25 1,25	2	2,5
3	ГЭС-3	1,07 1,07	2	2,14
4	ГЭС-4	1,07 1,07	2	2,14
5	ГЭС-5	3,2 3,2	2	6,4
6	ГЭС-6	3,2 3,2	2	6,4
7	Лебединовская ГЭС	4 3,6	2	7,6
8	Малая ГЭС	0,2 0,2	2	0,4
9	Быстровская ГЭС	2,9 2,9 2,9	3	8,7
10	Бала-Саруу ГЭС	10 10 5	3	25
11	ФЭС			0,15
	Итого по ОАО «Чакан ГЭС»			63,63
Малые ГЭС и СЭС				
16	33 малых ГЭС	-	-	108,26
17	8 СЭС	-	-	101,33

Суммарная установленная мощность Кыргызской Республики за 2025 год составила 4429,6 МВт, где на ТЭС приходится 862 МВт (19%), ГЭС (больше 25 МВт) – 3294 МВт (74%), ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и менее) – 273,6 МВт (6%)¹⁵⁵.

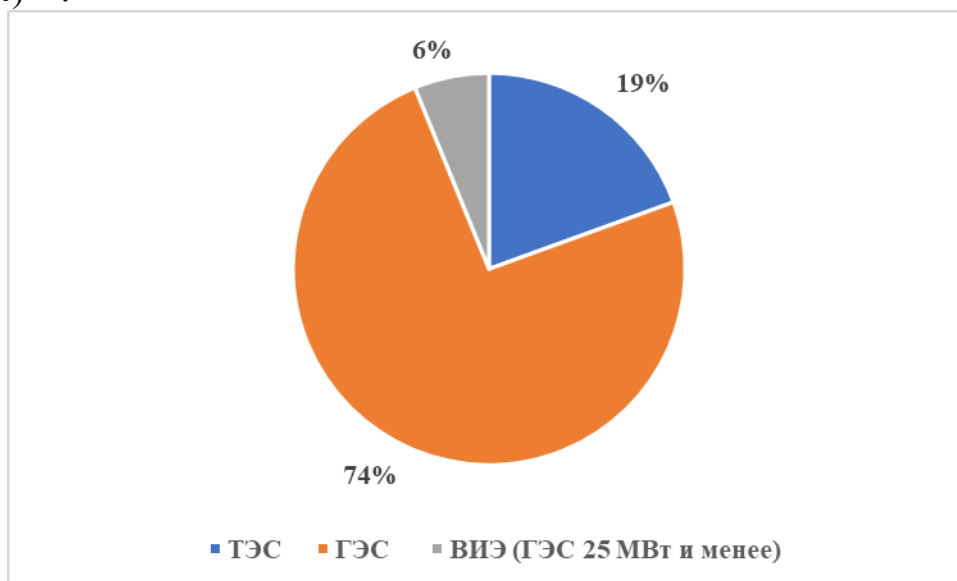


Рисунок 1 – Структура установленной мощности Кыргызской Республики за 2025 год

¹⁵⁵ на основании данных из Таблицы 9

9.1.1. 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		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)				300			18,44	27,28	375,1	372,3	466,16	558,3
В т.ч.	ТЭС	-	-	300	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГЭС (выше 25 МВт)	-	-	-	-	-	11,44	22,88	371,4	360	414	414
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	-	3,07	-	-	2,99	7	4,4	3,7	12,3	52,16	144,3
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)		-	-	-	-	-	10	20	310	300	345	345
В т.ч.	ТЭС	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГЭС (выше 25 МВт*)	-	-	-	-	-	10	20	310	300	345	345
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

9.1.2. Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в период 2024-2025 гг.

Таблица 3 - Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в период 2024 – 2025 гг.

№	Наименование электростанций и генерирующих мощностей	Мощность (МВт)
2024 год		
1	Токтогульская ГЭС	60
2	Уч-Курганская ГЭС	9
3	ВИЭ	52,16
2025 год		
1	Токтогульская ГЭС	60
2	Уч-Курганская ГЭС	9
3	ВИЭ	144,3

9.2. Электрические сети

9.2.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 4 – Системообразующий сетевой комплекс

№	Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 500 кВ	946
2	ЛЭП напряжением 220 кВ	2574
3	ЛЭП напряжением 110 кВ	1679,59
4	ЛЭП напряжением 6 кВ	1750,12
Итого:		6948,71

Таблица 5 – Системообразующие электрические подстанции

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 500 кВ	4	5111,72
2	ПС напряжением 220 кВ	14	3865
3	ПС напряжением 110 кВ	26	1118,8
4	ПС напряжением 6-10 кВ	26309	6513,4
Итого:		26353	16608,92

9.2.2. Распределительный электросетевой комплекс

Таблица 6 – Распределительные ЛЭП

№ п/п	Распределительные ЛЭП	Общая протяжённость (км)
1	ЛЭП напряжением 500 кВ	-
2	ЛЭП напряжением 220 кВ	-
3	ЛЭП напряжением 110 кВ	3545,41

Таблица 7 – Распределительные электрические подстанции

№ п/п	Системообразующие электрические ПС	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 500 кВ	-	-
2	ПС напряжением 220 кВ	-	-

3	ПС напряжением 110 кВ	53	1413,0
---	-----------------------	----	--------

9.2.3. Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 8 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи

№ п/п	Страна / с кем граничит	Наименование ЛЭП	Наименование ПС начала ВЛ	Напряжение (кВ)	Общая протяженность (км)	Протяженность по территории гос-ва	Пропускная способность (МВт)
1.	КР/РТ	«Пролетарск-Самат»	«Пролетарск»	110	30,61	17,47	84,6
2.	КР/РТ	«Арка-Морская»	«Арка»	110	5,14	3,88	72,3
3.	КР/РТ	«Зумрад-Айгуль-Таш»	«Зумрад»	110	20,857	18,8	84,6
4.	КР/РУ	«Датка-Лочин» (Л-504)	ПС «Датка»	500	-	37,5	1790
5.	КР/РУ	«Кристалл-Кызыл-Рават 2»	ПС «Кристалл»	220	-	29,5	313,9
6.	КР/РУ	«Лочин-Торобаева 1,2»	ПС «Лочин»	220	87,6	35,3	232,1
7.	КР/РУ	«Кристалл-Кызыл-Рават 1»	ПС «Кристалл»	220	24,7	20,14	525,2
8.	КР/РУ	«Кристалл-Юлдуз»	ПС «Кристалл»	220	76,9	17,6	313,9
9.	КР/РУ	«Сокин-Алай 1,2»	ПС «Сокин»	220	45,9	19,3	262,6
10.	КР/РУ	«Лочин-Узловая 1,2»	ПС «Лочин»	220	71,73	43,6	232,1
11.	КР/РУ	«Андижанская ГЭС-Джалал-Абад»	ПС «Жалал-Абад»	110	27,0	13,3	97
12.	КР/РУ	«Уч-Коргонская ГЭС-Кызыл-Рават 1,2»	«Уч-Коргонская ГЭС»	110	-	11,6	84,6
13.	КР/РУ	«Кристалл-Караван»	«Кристалл»	110	58,9	55,1	72,3
14.	КР/РУ	«Сардор-Шекафтар»	ПС «Сардор»	110	38	14,6	72,3
15.	КР/РУ	«Уч-Коргон ГЭС-Избаскент»	«Уч-Коргон ГЭС»	110	36,7	34,77	116
16.	КР/РУ	«Уч-Коргон ГЭС-Юлдуз»	ПС «Юлдуз»	110	-	35,3	116
17.	КР/РУ	«Караван-Ала-Бука»	ПС «Караван»	110	34,5	33,6	72,3
18.	КР/РУ	«2А-Кадамжай 1,2»	ПС «2А»	110	32,4	24,82	62,7
19.	КР/РУ	«Андижанская ГЭС- Кара-Суу»	ПС «Кара-Суу»	110	23,8	5,3	97
20.	КР/РУ	«Айгуль-Таш-Центральная»	ПС «Айгуль-Таш»	110	46,52	38,19	72,3
21.	КР/РУ	«Кара-Суу-Торобаева»	ПС «Кара-Суу»	110	35,9	25,4	97
22.	КР/РУ	«2А-Алай 1,2»	ПС «2А»	110	19,2	13,7	67,7

23.	КР/РК	«Фрунзенская-Джамбул» (Л-515)	ПС «Фрунзенская»	500	215	5,38	1790
24.	КР/РК	«Фрунзенская-Шу» (Л-514)	ПС «Шу»	500	120	0,369	1790
25.	КР/РК	«Алматы-Главная» (2193)	ПС «Алматы»	220	189	10,15	262,6
26.	КР/РК	«Главная-Шу» (2163)	ПС «Главная»	220	170	10,15	262,6
27.	КР/РК	«Кемин-Западная» (Л-2183)	ПС «Западная»	220	-	21,861	262,6
28.	КР/РК	«ЖГРЭС-Фрунзенская» (Л-2759)	«ЖГРЭС»	220	176	1,2	262,6
29.	КР/РК	«ЖГРЭС-Жамбул» (тяга) (Л-211)	-	-	-	2,785	-
30.	КР/РК	«ЖГРЭС-Жамбул-500» (Л-212)	-	-	-	2,632	-
31.	КР/РК	«ЖГРЭС-Жамбыл-500» (Л-213)	-	-	-	3,006	-

9.3. Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 9 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		12,971	13,055	15,376	15,687	15,079	15,380	15,081	13,838	13,813	14,722	15,403
В т.ч.	ТЭС	1,906	1,598	1,243	1,371	1,224	1,399	2,158	1,931	1,788	1,767	2,019
	ГЭС (выше 25 МВт)	10,880	11,245	13,940	14,102	13,655	13,783	12,750	11,723	11,834	12,615	12,925
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	0,184	0,211	0,225	0,214	0,200	0,198	0,173	0,184	0,191	0,339	0,459
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		13,518	13,188	14,163	14,941	15,075	15,426	16,228	16,091	17,165	18,412	19,052
Межгосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	выдача (экспорт)	0,182	0,198	1,213	0,753	0,269	0,300	0,546	0,550	0,136	0,156	0,294
	прием (импорт)	0,729	0,331	-	-	0,269	0,353	1,684	2,806	3,476	3,842	3,996
Установленная мощность (МВт)		3885	3888	3888	3888	3891	3900	3907	3972	4044	4166	4429,6
В т.ч.	ТЭС	562	862	862	862	862	862	862	862	862	862	862
	ГЭС (выше 25 МВт)	3030	3030	3030	3030	3030	3031	3034	3096	3156	3225	3294
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	42,55	45,63	45,63	45,63	49,02	56,02	60,42	67,12	76,25	129,3	273,6
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		2893	2848	3005	3224	3022	3274	3317	3288	3401	3612	3474
Частота в максимум нагрузки (Гц)		49,96	49,96	49,96	49,95	49,96	49,97	49,97	50,01	50,02	50,02	50,0
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд.кВт·ч)		0,259	0,238	0,235	0,251	0,235	0,256	0,327	0,306	0,300	0,172	0,011
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд.кВт·ч)		0,105	0,091	0,095	0,097	0,078	0,081	0,084	0,091	0,074	0,026	0,00
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд. кВт·ч)		0,259	0,238	0,235	0,251	0,235	0,256	0,327	0,306	0,300	0,172	0,011
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		417,2	424,7	413,8	407,1	450,7	416,2	417,2	417,2	412,6	437,9	257,1
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		152,1	152,2	147,2	140,5	127,9	147,5	149,5	152,7	161,2	264,6	152,1
Полезный отпуск ЭЭ (млрд. кВт·ч)		9,37	9,24	10,06	10,53	10,54	11,02	11,42	11,25	11,92	12,60	13,27
В т.ч.	Промышленность	1,05	1,05	1,18	1,21	1,23	1,19	1,25	1,35	1,41	1,50	1,954
	Бюджет	0,91	0,92	0,96	1,00	0,98	0,98	1,01	0,95	0,99	1,05	1,065
	Сельское хозяйство	0,13	0,12	0,13	0,14	0,15	0,15	0,17	0,17	0,19	0,20	0,22
	Прочие	1,22	1,20	1,33	1,46	1,49	1,47	1,70	1,77	1,94	2,06	2,165
Население		6,06	5,94	6,47	6,73	6,70	7,24	7,27	7,01	7,39	7,79	7,866
Средний тариф на ЭЭ (сом/кВт·ч)		1,29	1,34	1,36	1,37	1,36	1,35	1,40	1,57	1,71	1,94	2,30
В т.ч.	Не бытовые	1,86	1,96	1,97	1,98	1,98	1,96	2,06	2,56	2,74	3,06	3,54
	Население	0,99	1,00	1,02	1,02	1,01	1,03	1,02	0,96	1,08	1,25	1,45

9.4. Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Таблица 10 – Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн. кВтч)	2006,7	1720,6	1151,9	750,5	1080,3	1267,5	1375,8	1271,0	657,7	887,9	1364,4	1826,6
Потребление электроэнергии (млн. кВтч)	2225,604	1952,291	1861,938	1328,774	1204,984	1260,042	1375,336	1438,552	1164,556	1462,815	1759,623	2017,613

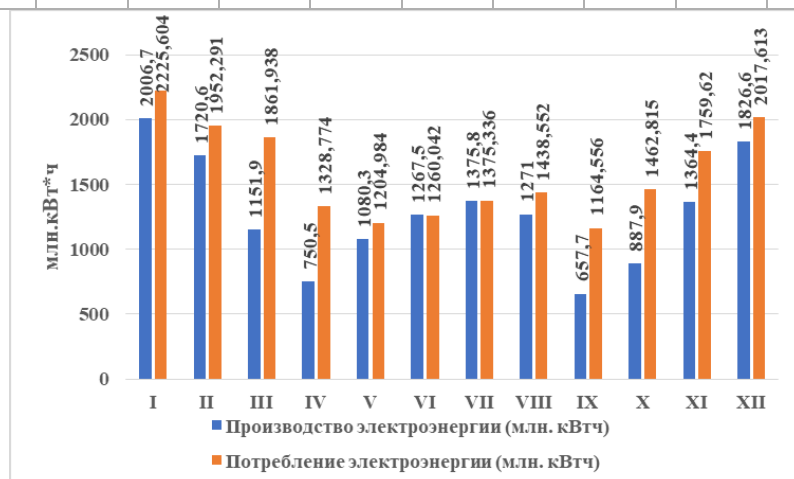


Рисунок 2 - Динамика производства и потребления электроэнергии (млн.кВт*ч) в Кыргызской Республике за 2025 год

9.5. Суточный график в день годового максимума нагрузки (24.01.2025)

Таблица 11 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (24 января 2025 год)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	2892	2792	2744	2775	2839	3061	3326	3360	3418	3362	3373	3324
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	3249	3248	3218	3202	3361	3474	3463	3395	3351	3248	3148	2969

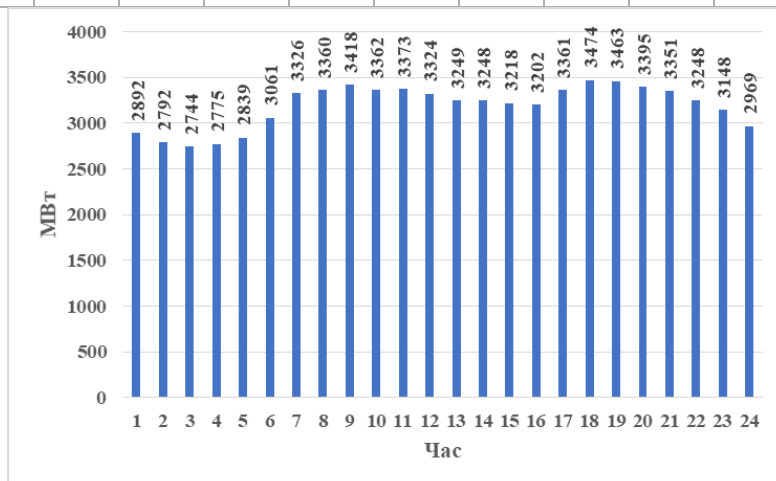


Рисунок 3 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (24.01.2025)

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 экспортно-импортных операций с электрической энергией со странами 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 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 28.05.2008 № 400 положением «О Министерстве энергетики Российской Федерации» 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, организациями саморегулирования субъектов электроэнергетики и иными организациями.

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 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», 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, агрегаторы управления изменением режима потребления электрической энергии.

Функционирование рынков электрической энергии и мощности в Российской Федерации обеспечивается за счет непосредственного управления со стороны организаций технологической, сетевой и коммерческой инфраструктур с одной стороны, и взаимодействия в конкурентной среде

организаций, осуществляющих выработку и сбыт электроэнергии, с другой. Управление режимами работы ЕЭС России осуществляет акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы», в состав которого 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 розничных рынков электрической энергии (РРЭ).

На оптовом рынке электрической энергии и мощности торговля электрической энергией и мощностью генерирующими компаниями, сбытовыми организациями и крупными потребителями-участниками оптового рынка электроэнергии и мощности осуществляется в соответствии с утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка, являющимся локальным нормативным правовым актом и документом саморегулирования субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности.

Заключение Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка (далее – Договор о присоединении) и вступление в саморегулируемую организацию участников оптового рынка электроэнергии и мощности (Ассоциация «НП Совет рынка») является обязательным условием участия в купле-продаже электроэнергии и мощности на оптовом рынке.

В силу технологических причин и связанных с ними экономических особенностей функционирования субъектов электроэнергетики, осуществляющих свою предпринимательскую деятельность в европейской и в азиатской частях Российской Федерации, оптовый рынок электрической энергии разделен на две ценовые зоны (первую и вторую), а также включает в себя так называемую неценовую зону оптового рынка, представленную административно-территориальным анклавом Калининградской области.

В соответствии с Федеральным законом 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» 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 совмещение разных видов деятельности возможно (например, генерирующая компания может осуществлять сбытовую деятельность, но не вправе предоставлять

услуги по передаче электрической энергии).

На территории неценовой зоны оптового рынка (в Калининградской области), 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 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 гарантирующего поставщика, не являющегося сетевой организацией.

Крупные потребители (располагающие энергопринимающим оборудованием с суммарной присоединенной мощностью не менее 20 МВА и в каждой группе точек поставки не менее 750 кВА) 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.

В 2024 году была существенным образом изменена отраслевая архитектура осуществления предпринимательской деятельности по предоставлению услуг по передаче электрической энергии.

Федеральным законом от 13.07.2024 № 185-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» в правовое регулирование отношений по поводу предоставления услуг по передаче электрической энергии и практику их осуществления было внедрено понятие системообразующей территориальной сетевой организации, которая должна функционировать в административных границах каждого субъекта Российской Федерации (области, края, национальной республики в составе Российской Федерации), за исключением города федерального значения Москвы, на территории которого допускается определение и функционирование двух системообразующих территориальных сетевых организаций.

Системообразующие территориальные сетевые организации наделяются исключительным правом предоставлять услуги по передаче электрической энергии потребителям, но при этом несут ответственность за предупреждение и ликвидацию аварий на любых объектах электросетевого хозяйства соответствующего субъекта Российской Федерации, а также за

содержание бесхозяйных объектов электросетевого хозяйства.

Второй важнейшей новеллой в правовом регулировании отношений по поводу купли-продажи электрической энергии явилось присоединение с 1 января 2025 года неценовых зон оптового рынка на территориях Архангельской области и Республики Коми к первой ценовой зоне оптового рынка электрической энергии и мощности, и отдельных территорий Дальневосточного федерального округа ко второй ценовой зоне оптового рынка.

Таким образом, в целом завершилось формирование единого оптового рынка электрической энергии и мощности в Российской Федерации.

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Структуру нормативного правового регулирования отрасли и основные направления дальнейшего реформирования отрасли можно охарактеризовать четырьмя уровнями:

- основные отраслевые федеральные законы (Федеральный закон «Об электроэнергетике», Федеральный закон «О теплоснабжении», Федеральный закон «Об энергосбережении и энергоэффективности», Федеральный закон «О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса»);
- постановления Правительства Российской Федерации, наиболее значимыми среди которых являются следующие, утвердившие: Правила оптового рынка электрической энергии и мощности; Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии; 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 и 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;
- ведомственные акты федеральных органов исполнительной власти (приказы Минэнерго России, ФАС России, Минэкономразвития России);
- локальный нормативный правовой акт, являющийся документом саморегулирования субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности, - договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии и мощности, включающий регламенты оптового рынка. Положения указанного договора обязательны для всех субъектов оптового рынка, поскольку заключение этого договора является одним из основных условий получения статуса субъекта оптового рынка. Обязательными участниками этого договора являются Ассоциация «НП Совет рынка» и коммерческий оператор оптового рынка в лице акционерного общества «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии», АО «ЦФР», а также организации технологической инфраструктуры оптового рынка (акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы», публичное акционерное общество «Федеральная сетевая компания - Россети»).

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 электрической энергии (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;
- обращение на оптовом рынке услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (механизм управления спросом): снижение потребления электрической энергии может осуществляться потребителями оптового и розничных рынков;
- 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.

До 1 января 2025 года оптовый рынок электрической энергии и мощности Российской Федерации с учетом технологических особенностей включал несколько ценовых зон: первая ценовая зона (Европейская часть России и Урал), вторая ценовая зона (Сибирь) и (до конца 2024 года) несколько неценовых зон (территории Архангельской области, Калининградской области, Республики Коми и Дальнего Востока). При этом в последние годы, в связи с проведением мероприятий по снятию ограничений на перетоки между ценовыми зонами, неценовыми зонами и изолированными энергосистемами, а также по расширению зоны действия механизмов конкурентного рыночного ценообразования на электрическую энергию и мощность, конфигурация зон трансформировалась. В связи со строительством объектов электросетевого хозяйства и на основании постановления

Правительства Российской Федерации от 08.12.2018 № 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» 1 января 2019 года технологически изолированные Западный и Центральный районы электроэнергетической системы Якутии были присоединены к ОЭС Востока. С учетом положений Федерального закона от 08.08.2024 № 309-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и постановления Правительства Российской Федерации от 23.12.2024 № 1868 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления особенностей функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка» с 1 января 2025 года территории Архангельской области и Республики Коми были включены в первую ценовую зону, территория Дальнего Востока (включая присоединенные к ОЭС Востока районы электроэнергетической системы Якутии) – во вторую ценовую зону.

С 2008 года осуществлен поэтапный запуск рынка мощности, в рамках которого Системным оператором проводятся 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 03.03.2010 № 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 27.12.2010 № 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 был 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 от 25.01.2019 № 43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций», которым установлен новый механизм конкурентных отборов на оптовом рынке электрической энергии и мощности проектов модернизации ТЭС исходя из принципа минимизации затрат на их реализацию при условии соблюдения требований по локализации и надежности.

В 2025 году одним из важнейших направлений работы являлась разработка и внедрение нового инвестиционного механизма на оптовом рынке электрической энергии и мощности, позволяющего реализовывать проекты строительства новой генерации в ценовых зонах оптового рынка по решению Правительства Российской Федерации. Указанный механизм был введен постановлением Правительства Российской Федерации от 30.09.2025 № 1504 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», которым был установлен порядок утверждения Правительством Российской Федерации перечня генерирующих объектов, подлежащих строительству в ценовых зонах оптового рынка, и субъектов оптового рынка, которые будут поставлять мощность с использованием указанных объектов. Кроме того, нормативным правовым актом были установлены порядок определения величин капитальных затрат, методика расчета цен на мощность, определения и применения величины штрафов за неисполнение обязательств в отношении таких генерирующих объектов, начиная с октября 2025 года введена дополнительная индексация цены продажи мощности по договорам купли-продажи (поставки) мощности по итогам КОМ с одновременной дифференциацией объема поставки мощности по данным договорам в зависимости от востребованности генерирующего оборудования. Также в рамках данного проекта издано распоряжение Правительства Российской Федерации от 27.12.2025 № 4131, которым был утвержден перечень генерирующих объектов, подлежащих строительству в ценовых зонах оптового рынка, и их основные технико-экономические параметры.

Еще одним важным направлением работы в 2025 году являлась разработка распоряжений Правительства Российской Федерации от 08.07.2025 г. № 1840-р и от 10.07.2025 № 1858-р, в соответствии с которыми проводились конкурентные отборы мощности нового генерирующего оборудования (КОМ НГО) в ОЭС Востока, и распоряжения Правительства Российской Федерации от 20.11.2025 г. № 3371-р, в соответствии с которым проводился КОМ НГО в юго-восточной части ОЭС Сибири. По результатам КОМ НГО в юго-восточной части ОЭС Сибири были отобраны генерирующие объекты суммарной установленной мощностью 1050 МВт, строительство которых необходимо для повышения надежности электроснабжения на указанной территории.

В рамках работы по совершенствованию механизма проведения отбора проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых

электрических станций в 2025 году были изданы:

- постановление Правительства Российской Федерации от 21.03.2025 № 341 «О внесении изменений в некоторые акты Российской Федерации», в соответствии с которым был изменен срок приема ценовых заявок на участие в ежегодных отборах проектов модернизации с 2025 по 2027 год – теперь такие заявки принимаются до 1 октября (ранее – до 1 апреля);
- постановление Правительства Российской Федерации от 30.09.2025 № 1505 «О внесении изменения в некоторые акты Правительства Российской Федерации», в соответствии с которым были актуализированы квоты на проведение отборов проектов модернизации, в том числе предусмотрен дополнительный отбор проектов модернизации, предусматривающих установку локализованных газовых турбин, а также предоставлена возможность замены газовых турбин иностранного производства на локализованные газовые турбины. Кроме того, указанным постановлением был уточнен порядок определения предельных величин допустимых к заявлению в отбор экономических параметров (индексация эксплуатационных затрат, дополнительные повышающие коэффициенты для определения капитальных затрат на реализацию отдельных мероприятий по модернизации, пересмотр величин предельных капитальных затрат на реализацию проекта модернизации в целом), предусмотрен ряд преференций для проектов модернизации, расположенных в дефицитных районах, а также был продлен механизм экономии ресурса газовых турбин иностранного производства.

В 2025 году важное значение имела разработка Федерального закона от 27.10.2025 № 391-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», в соответствии с которым были внесены изменения в закон № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», в том числе в части установления правовых основ регулирования систем накопления электрической энергии (далее – СНЭ): в понятийный аппарат закона было введено новое понятие «система накопления электрической энергии», определен статус СНЭ как полноценного объекта электроэнергетики, закреплены полномочия Правительства Российской Федерации по установлению порядка функционирования и интеграции СНЭ в энергосистему, а также прямо предусмотрен учёт СНЭ в рамках управления изменением режима потребления.

В рамках работы по совершенствованию механизма управления изменением режима потребления электрической энергии в 2025 году было разработано и выпущено постановление Правительства Российской Федерации от 01.02.2025 № 81 «О внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172», в соответствии с которым с 03.02.2025 ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в ценовой зоне определяется системным оператором в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка (ранее – в соответствии с порядком, утвержденным Минэнерго).

Также в 2025 году было издано постановление Правительства

Российской Федерации от 04.02.2025 № 99 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», в соответствии с которым в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденные ПП Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 (далее – Правила оптового рынка), были внесены изменения, предусматривающие установление в договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка условий и порядка определения обязательств по поставке мощности мобильными газотурбинными электрическими станциями в случае их отнесения к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, после проведения КОМ по решению Правительства Российской Федерации. Кроме того, постановлением установлен порядок дополнительного отбора проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ.

Кроме того, в рамках работы по совершенствованию модели функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности в течение 2025 года велась детальная проработка подходов к совершенствованию процедуры выбора состава включенного генерирующего оборудования (ВСВГО). В частности, была доработана ранее представленная концепция, предусматривающая взаимосвязь заявок в ВСВГО и оплаты мощности, согласно которой заявляемое поставщиком снижение приоритета отбора в ВСВГО сопровождается снижением объема оплачиваемой мощности. На основании указанной концепции был подготовлен проект изменений в нормативные правовые акты, реализация которых может привести к повышению эффективности отбора оборудования, оптимизации топливных затрат, а также к снижению цены на электроэнергию для потребителей.

Одновременно в 2025 году проводилась работа по совершенствованию действующего механизма компенсации затрат на топливо для генераторов, работающих на технологическом минимуме при рыночной цене, не покрывающей топливные затраты (ЭВР).

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

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 04.05.2012 № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» 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.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 31.08.2023 № 1416 введена возможность заключения соглашений об условиях осуществления регулируемых видов деятельности между органами регулирования и сетевыми организациями. Срок, на который заключается

соглашение, составляет не менее пяти лет. Существенные условия соглашения включают в себя обязательства сетевой организации по достижению плановых значений показателей надежности и качества услуг по передаче электрической энергии, уровня потерь электрической энергии, реализации инвестиционной программы, одновременно с этим в соглашении устанавливается порядок индексации цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии, включая темп изменения указанных цен (тарифов) в течение срока действия соглашения.

1 сентября 2024 г. вступил в силу Федеральный закон от 13.07.2024 № 185-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и отдельные законодательные акты Российской Федерации», предусматривающий создание в каждом субъекте Российской Федерации системообразующей территориальной сетевой организации как единого центра ответственности за надежное электроснабжение потребителей.

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 2023 года введена возможность установления тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую населению и приравненным к нему категориям потребителей, с дополнительной дифференциацией по 3 диапазонам потребления электрической энергии, устанавливаемым региональными органами регулирования. Введение дифференцированных тарифов создает стимулы для ответственного электропотребления, при сохранении гарантированного массового бытового потребления по льготным тарифам, препятствует наращиванию величины перекрестного субсидирования. В 2024 году постановлением Правительства Российской Федерации от 01.11.2024 года № 1469 на федеральном уровне были установлены предельные максимальные значения диапазонов потребления.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 23.10.2025 № 1635 введено регулирование операционных (подконтрольных) расходов территориальных сетевых организаций с применением эталонов затрат. Начиная с 2026 года 30% операционных (подконтрольных) расходов будут рассчитываться с применением значений эталонов затрат ТСО, в 2027 году эта доля будет доведена до 70%, а с 2028 года до 100%.

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» 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 № 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)». 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 № 1852 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» 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). Постановлением Правительства Российской Федерации от 19.12.2025 № 2075 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации коммерческого учета электрической энергии на розничных рынках электрической энергии и при оказании коммунальных услуг по электроснабжению и технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям» внесены изменения, в том числе в Основные положения функционирования розничных рынков электрической энергии, в части уточнения критериев выбора расчетного прибора учета электрической энергии на розничных рынках и возможности использования в качестве расчетного - прибора учета, допущенного в эксплуатацию на розничных рынках и применяемого для расчетов на оптовом рынке.

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» 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», 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». 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.

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

Правительством Российской Федерации распоряжением от 12.04.2025 № 908-р утверждена «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года».

Правительством Российской Федерации распоряжением от 16.04.2025 № 927-р внесены изменения в комплексный план модернизации и расширения магистральной инфраструктуры.

Правительством Российской Федерации распоряжением от 29.08.2025 № 2365-р утвержден комплексный план развития транспортной, энергетической, телекоммуникационной, социальной и иной инфраструктуры на период до 2036 года, необходимой для реализации национальных целей развития Российской Федерации на период до 2030 года и на перспективу до 2036 года.

Приказом Минэнерго России от 28.11.2025 № 1553 утверждены схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2026–2031 годы.

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

В 2025 году Минэнерго России утвердило 36 инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, включая: АО «Концерн «Росэнергоатом»; АО «СО ЕЭС»; ПАО «Россети» ПАО «РусГидро»; системообразующих территориальных сетевых организаций.

Совокупный объем финансирования за 12 месяцев 2025 г. составил 1 190 471 млн руб. (97,7 % от плана года). Совокупный объем освоения капитальных вложений за 12 месяцев 2025 г. составил 968 222,4 млн руб. (99,3 % от плана года). Совокупно введено в эксплуатацию за 12 месяцев 2025 г. трансформаторных мощностей составил 13 782 МВА и электрических сетей – 32 569 км. В частности, Группа компаний «Россети» реализует масштабную инвестиционную программу, направленную на обеспечение опережающего развития электросетевой инфраструктуры, модернизацию основных фондов, повышение доступности электросетевой инфраструктуры, приобретение активов.

6. Реализация государственных программ по повышению энергосбережения и энергетической эффективности

В России действует комплексная государственная программа «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности», утверждённая постановлением Правительства Российской Федерации от 09.09.2023 № 1473. Ключевыми целями программы являются повышение энергоэффективности различных отраслей экономики; развитие технологий зелёного строительства; электрификация и газификация общественного транспорта; популяризация энергосбережения.

Ключевые задачи:

- совершенствование методологического обеспечения государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, включая мониторинг и оценку энергоёмкости ВВП и отраслевых показателей;
- совершенствование нормативной правовой базы, устранение барьеров для привлечения внебюджетных инвестиций, в том числе через государственно-частное партнёрство и энергосервисные договоры;
- совершенствование региональных систем управления энергосбережением, включая мониторинг и оценку эффективности реализации государственной политики;
- актуализация требований энергетической эффективности товаров, работ, услуг, приобретаемых для государственных и муниципальных нужд;
- повышение энергетической эффективности бюджетного сектора через развитие региональных и муниципальных программ.

Некоторые меры, предусмотренные программой:

- стимулирование когенерации (рационального использования попутного тепла при выработке электроэнергии);
- развитие альтернативных и возобновляемых источников энергии;
- перевод котельных на экономичные виды топлива;
- снижение потерь электро- и теплоэнергии.

7. Реализация государственных программ по использованию возобновляемых источников энергии и охране окружающей среды

Развитие регулирования ВИЭ в Российской Федерации

Общие рамки регулирования возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) в России начали формироваться в конце 2007 г. с принятием поправок в Федеральный закон от 26.03.2003 № 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 продажи мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (далее – объекты ВИЭ-генерации) по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, (далее – ДПМ ВИЭ) на ОРЭМ. Механизм действует в России с 2013 г., когда была дополнена законодательная база. Отбор проектов ВИЭ для оптового рынка до 2021 г. проходил на конкурсной основе с учетом предельных величин капитальных затрат на строительство генерирующих мощностей ВИЭ. В 2020 г. проведен последний отбор проектов в рамках реализации первой программы поддержки (далее – ДПМ ВИЭ 1.0), по результатам которой запланирован ввод 5,7 ГВт новых мощностей ВИЭ-генерации.

Механизмы поддержки ВИЭ на розничных рынках электрической энергии и в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах России были приняты в 2015 г. и существенно усовершенствованы в 2020 г. Они состоят в проведении конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ (далее – отбор проектов) и включении генерирующих объектов ВИЭ, отобранных по результатам таких отборов, в региональные схемы развития (с 01.01.2023 - в региональные реестры проектов ВИЭ) 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. В 2024 г. с целью снижения рисков недобросовестного поведения со стороны участников отборов проектов в качестве условия участия в таких отборах было предусмотрено обязательное предоставление финансовых гарантий для обеспечения исполнения участниками отборов своих обязательств по реализации отобранных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ. Указанная мера призвана увеличить долю реализованных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ, производящих электрическую энергию для продажи на розничных рынках.

Для оказания государственной поддержки ВИЭ после 2024 г. Правительством Российской Федерации 13.12.2019 был принят План

разработки нормативных правовых актов, обеспечивающих продление действия механизма стимулирования использования ВИЭ № 11567п-П9.

В течение 2021 г. продолжалась работа по развитию использования ВИЭ на ОРЭМ. В рамках этой работы было принято постановление Правительства Российской Федерации от 05.03.2021 № 328 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности». Постановлением, в частности, было установлено, что начиная с 2021 г. 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, функционирующих на основе энергии ветра (далее – ВЭС), функционирующий на основе использования фотоэлектрического преобразования энергии солнца (далее – СЭС) и объектов гидроэлектростанций (далее – 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 01.06.2021 № 1446-р, которым 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 гг. 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 2025–35 гг. составляет 360 млрд. руб. (в ценах 2021 г.). 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 отобранным заявкам, что позволяет сделать вывод о том, что в рамках меньших объемов поддержки могут быть построены большие объемы ВИЭ-генерации (например, по ВЭС 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.

В 2024 г. в целях наиболее эффективного использования объектов ВИЭ-генерации, мощность которых поставляется по ДПМ ВИЭ, была предусмотрена обязанность поставщиков мощности по указанным договорам согласовывать с системным оператором планируемое место размещения генерирующих объектов ВИЭ. Указанная мера направлена на оптимизацию структуры генерации в ЕЭС и обеспечение строительства объектов ВИЭ-генерации на территориях, на которых они смогут поставлять мощность без каких-либо ограничений.

В 2025 году состоялось два конкурсных отбора проектов ВИЭ – пятый отбор в рамках второй программы поддержки ВИЭ с вводами объектов в период с 2026 года до 2031 года (1 и 2 ценовая зона), а также впервые проведенный специальный дополнительный отбор проектов ВИЭ для размещения на территории Дальнего Востока с вводами объектов в период с 2026 года до 2028 года (2 ценовая зона).

По итогам основного конкурсного отбора в 2025 году прошли:

- 1 заявка по ГЭС на 5,05 МВт (плановая дата начала поставки мощности в 2027 году);
- 5 заявок по СЭС на 64,435 МВт (плановая дата начала поставки мощности с 2026 по 2030 год);
- 4 заявки по ВЭС на 249,778 МВт (плановая дата начала поставки мощности в 2031 году).

Дополнительный отбор проектов ВИЭ, инициированный на основании распоряжения Правительства России от 29.05.2025 № 1381-р «О внесении изменений в распоряжение Правительства России от 08.01.2009 № 1-р» позволяет обеспечить надежное энергоснабжение потребителей Дальнего Востока, в частности потребителей энергосистем Амурской области, Еврейской автономной области и Хабаровского края, в период с 2026 по 2028 годы.

Данное мероприятие стало знаковым событием для отрасли, впервые проведенным в целях технологического развития чистой генерации. Это свидетельствует о достижении российской индустрией ВИЭ определенного уровня зрелости и конкурентоспособности. Кроме того, отбор можно рассматривать как важный прецедент, открывающий путь к технологически нейтральным конкурентным процедурам, где в рамках единого отбора инвестиционных проектов смогут конкурировать различные виды генерации в целях обеспечения наиболее эффективного энергоснабжения потребителей.

По итогам дополнительного конкурсного отбора в 2025 году прошли:

- 39 заявок по СЭС на 1 044 МВт (плановая дата начала поставки мощности с 2026 по 2027 год)

- 6 заявок по ВЭС на 519,7 МВт (плановая дата начала поставки мощности с 2027 по 2028 год).

В 2025 году зафиксированы отказы от исполнения обязательств по поставке мощности по ДПМ ВИЭ по 7 объектам ВЭС (228,75 МВт).

Таким образом, по результатам конкурсных отборов, проведенных в 2013–2025 гг., за период с 2014 по 2031 гг. в рамках поддержки ВИЭ-генерации на ОРЭМ должно быть построено 395 объектов ВИЭ-генерации с суммарной установленной мощностью 11 959 МВт:

- 17 малых ГЭС (291 МВт);
- 172 ВЭС (6 527 МВт);
- 201 СЭС (4 806 МВт);
- 5 объектов энергетической утилизации твердых коммунальных отходов (335 МВт).

С начала действия программы поддержки ВИЭ-генерации на оптовом рынке по состоянию на 1 января 2026 года введены в эксплуатацию и начали поставку мощности по ДПМ ВИЭ 220 объектов (5 204,29 МВт), из них: 120 объектов (2 106,9 МВт) солнечной генерации, 88 объектов (2 857,54 МВт) ветрогенерации и 11 объектов (169,85 МВт) малых ГЭС и 1 объект энергетической утилизации ТКО (70 МВт).

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», содержащий законодательное определение ВИЭ и наделение Правительства Российской Федерации полномочиями на принятие НПА в указанной сфере для целей реализации механизмов поддержки на оптовом и розничных рынках.

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» 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», 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 28.12.2023 № 2359 «Об утверждении Правил квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии и (или) являющегося низкоуглеродным генерирующим объектом, Правил определения степени локализации на территории Российской Федерации производства генерирующего оборудования для производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии по генерирующему объекту и показателя экспорта промышленной продукции (генерирующего оборудования для производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии) и (или) работ (услуг), выполняемых (оказываемых) при проектировании, строительстве и монтаже генерирующих объектов, расположенных на территориях иностранных государств, по генерирующему объекту, Правил ведения реестра атрибутов генерации, предоставления, обращения и погашения сертификатов происхождения электрической энергии».

Приказ Минпромторга России от 06.04.2022 № 1267 №Об утверждении порядка подтверждения степени локализации на территории Российской Федерации производства основного и (или) вспомогательного генерирующего оборудования для производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии по генерирующему объекту и порядка подтверждения показателя экспорта промышленной продукции (основного и (или) вспомогательного генерирующего оборудования (включая материалы, сырье и комплектующие) для производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии) и (или) работ (услуг), выполняемых (оказываемых) при проектировании, строительстве и монтаже генерирующих объектов, расположенных на территориях иностранных государств, по генерирующему объекту».

Постановление Правительства Российской Федерации от 23.01.2015 № 47 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии», 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

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 не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами», 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», 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;
- 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.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 05.03.2021 № 328 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 Российской Федерации от 01.06.2021 № 1446-р «О внесении изменений в распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 № 1-р» - утверждены параметры программы поддержки ВИЭ на период с 2025 (с 2023 для СЭС) по 2035 годы.

Постановление Правительства Российской Федерации от 25.12.2021 № 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» – постановлением 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 не поставки мощности, по истечении которого расторгается ДПМ ВИЭ; для объектов термической переработки ТБО введена возможность использовать до 20% традиционного топлива в первые 6 месяцев эксплуатации.

Федеральный закон от 01.05.2022 № 127-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» - 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.

Постановление Правительства Российской Федерации 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» - постановлением 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.

Постановление Правительства Российской Федерации 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» - постановлением 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).

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» - постановлением, в частности, 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 04.05.2012 № 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.

В 2023 году важным событием стало принятие Федерального закона от 04.08.2023 № 489-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» и постановления Правительства Российской Федерации

от 28.12.2023 № 2359, которыми создана российская система сертификации происхождения электрической энергии, производимой на основе ВИЭ и на низкоуглеродных генерирующих объектах.

Система сертификации происхождения электрической энергии, производимой на основе ВИЭ и на низкоуглеродных генерирующих объектах

Начиная с 1990-х годов во многих странах мира системы сертификации происхождения электрической энергии используются как в составе механизмов государственной поддержки развития возобновляемой энергетики (в обязательном порядке), так и вне рамок такой поддержки (на добровольной основе). Такие системы позволяют передавать заинтересованным потребителям права, связанные с производством электроэнергии на объектах возобновляемой и низкоуглеродной генерации и отражающие соответствующие позитивные экологические эффекты

Сегодня системы сертификации происхождения электроэнергии действуют в более чем 150 юрисдикциях, включая все развитые страны. Мировые рынки сертификатов происхождения электрической энергии («зелёных сертификатов») постоянно растут в течение последних 20 лет, их совокупный годовой оборот соответствует более чем 6,5 млрд МВт·ч.

Российская система сертификации происхождения электроэнергии создана в соответствии с Федеральным законом от 04.08.2023 № 489-ФЗ, вступившим в силу 1 февраля 2024 г. Данным законом введены понятия системы: атрибуты генерации, сертификаты происхождения электрической энергии, реестр атрибутов генерации. Атрибуты генерации определяются как передаваемые (оборотоспособные) права, возникающие в силу факта производства определенного количества электроэнергии и отражающие характеристики конкретного генерирующего объекта, участвующего в системе, и процесса производства конкретного количества электроэнергии на данном объекте. Атрибуты генерации являются носителями прав и интересов, связанных с позитивными экологическими свойствами «чистой» генерации. Законом также установлены основания возникновения, способы и общие правила передачи и использования атрибутов генерации, общие правила предоставления (выдачи), передачи и погашения сертификатов происхождения, правила учета сведений об атрибутах генерации и сертификатах происхождения и операций с ними в реестре атрибутов генерации. Определены права, которыми наделяются владельцы атрибутов генерации и сертификатов происхождения, и условия осуществления таких прав. Правительство Российской Федерации и организации коммерческой инфраструктуры оптового рынка наделены полномочиями по регулированию, правами и обязанностями в части обращения и учета атрибутов генерации и сертификатов происхождения.

Постановлением Правительства Российской Федерации от 28.12.2023 № 2359 утверждены правила квалификации генерирующих объектов и правила ведения реестра атрибутов генерации, устанавливающие в том числе порядок предоставления (выдачи), обращения и погашения сертификатов

происхождения электроэнергии. Гарантирующие поставщики, сетевые организации, владельцы генерирующих объектов наделены правами и обязанностями в части обращения и учета атрибутов генерации и сертификатов происхождения. Общество с ограниченной ответственностью «Центр энергосертификации» (ООО «ЦЭС», 100-процентное дочернее общество Ассоциации «НП Совет рынка») уполномочено Правительством Российской Федерации проводить квалификацию генерирующих объектов, предоставлять (выдавать) сертификаты происхождения и вести реестра атрибутов генерации.

Система начала функционировать 1 февраля 2024 г. По состоянию на 1 января 2026 г. к системе присоединились владельцы 218 генерирующих объектов всех основных видов ВИЭ и атомных электростанций, суммарной установленной мощностью 41 806 МВт, или 44,3% всей «чистой» (возобновляемой и низкоуглеродной) генерации России. В реестре за время работы системы учтены атрибуты генерации в объёме 212,99 млрд кВт·ч, из которых 80,91 млрд кВт·ч использовано для покрытия потребления 252 организаций и 1248 физических лиц.

Таким образом, система сертификации стала полноценной частью национальной организационно-правовой инфраструктуры, обеспечивающей декарбонизацию электроэнергетики, низкоуглеродное развитие и достижение к 2060 году углеродной нейтральности страны в соответствии с Климатической доктриной Российской Федерации, утверждённой Указом Президента России от 26.10.2023 № 812.

8. Международное сотрудничество

В 2025 г. Минэнерго России приняло участие в мероприятиях по линии Межправительственных комиссий более, чем с 20 странами, включая: Азербайджан, Армению, Казахстан, Киргизию, КНДР, Таджикистан, Туркменистан, Узбекистан.

ГК «Юнигрин Энерджи» приступила к реализации проекта строительства крупнейшей в Центральной Азии солнечной электростанции установленной мощностью до 300 МВт в Иссык-Кульской области Кыргызстана. В августе 2025 г. начаты строительные работы по подготовке территории СЭС перед установкой свай опорных конструкций.

В 2025 г. со стороны Минэнерго России подписано 6 международных нормативных правовых документов, из них 3 – со странами СНГ:

- Протокол о внесении изменений в Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Таджикистан о сотрудничестве по эксплуатации Сангтудинской ГЭС-1 от 30.07.2009. Подписан 25.04.2025 в г. Москве;
- Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Беларусь о переработке российской нефти на белорусских нефтеперерабатывающих заводах на давальческих условиях. Подписано 01.10.2025 в г. Москве;
- Протокол о внесении изменения в Соглашение между Правительством Российской Федерации и Правительством Республики Южная Осетия о режиме торговли товарами от 02.03.2012. Подписан 19.06.2025 в г. Санкт-Петербурге.

В Таблице 1 представлены данные в части деятельности ПАО «Интер РАО» об экспорте и импорте электроэнергии в Российской Федерации за 2024-2025 гг.

Таблица 1 – Данные об экспорте, импорте электроэнергии в Российской Федерации за 2024-2025 гг.

Год	Экспорт электроэнергии, млрд. Вт*ч	Импорт электроэнергии, млрд. Вт*ч
2024	8,530	1,930
2025	7,435	2,300
% к 2024	- 12,8%	+19,2%

9. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период с 2015-2025 гг.

9.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2026)

Таблица 2 - Крупнейшие электростанции по состоянию на 01.01.2026

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции				
1	Сургутская ГРЭС-2	810/830/412/410,243	3/3/1/1	5742,243
2	Рефтинская ГРЭС	300/500	6/4	3800
3	Костромская ГРЭС	300/330/1200	3/5/1	3750
4	Сургутская ГРЭС-1	178/180/190/215	1/2/1/12	3308
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	2/6	2460
10	Пермская ГРЭС	820/850/903	2/1/1	3393
11	Новочеркасская ГРЭС	264/270/290/300/330	2/3/1/1/1	2258
12	Киришская ГРЭС	40/50/60/65/300/795	1/1/2/1/5/1	2570
13	Троицкая ГРЭС	666	1	666
14	Шатурская ГРЭС	80/200/210/400	1/3/2/1	1500
Гидроэлектростанции				
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	1/2/2/19	1469
11	Зейская ГЭС	215/225	2/4	1330
12	Нижекамская ГЭС	35/78	1/15	1205
13	Загорская ГАЭС	200	6	1200
14	Воткинская ГЭС	100//115	1//9	1136
15	Чиркейская ГЭС	250/275	3/1	1025
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	4	2000
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	2/1/1	4071,919
9	Белоярская АЭС	600/885	1/1	1485
Возобновляемые источники энергии (СЭС, ВЭС)				
1	Дергачевская СЭС			60
2	Сорочинская СЭС	-	-	60
3	Фунтовская СЭС	-	-	60
4	Ахтубинская СЭС	-	-	60
5	Малодербетовская СЭС	-	-	60
6	Самарская СЭС-2	-	-	75
7	Аршанская СЭС	-	-	115,6
8	Старомарьевская СЭС	-	-	100
9	Гражданская ВЭС	6,25	37	231,25
10	Новолакская ВЭС	2,5	61	152,5
11	Кармалиновская ВЭС	2,5	24	60
12	Медвеженская ВЭС	2,5	24	60
13	Берестовская ВЭС	2,5	24	60
14	Труновская ВЭС	2,5	38	95
15	Манланская ВЭС	4,2	18	75,6
16	Холмская ВЭС	4,2	21	88,2
17	Излучная ВЭС	4,2	21	88,2
18	Котовская ВЭС	4,2	21	88,2
19	Азовская ВЭС	3,465	26	90,09
20	Сулинская ВЭС	3,8	26	98,8
21	Каменская ВЭС	3,8	26	98,8
22	Гуковская ВЭС	3,8	26	98,8
23	Казачья ВЭС	4,2	24	100,8
24	Салынская ВЭС	4,2	24	100,8
25	Целинская ВЭС	4,2	24	100,8
26	Марченковская ВЭС	2,5	48	120
27	Бондаревская ВЭС	2,5	48	120
28	Адыгейская ВЭС	2,5	60	150
29	Кузьминская ВЭС	2,5	64	160
30	Кольская ВЭС	3,55	57	202,35
31	Кочубеевская ВЭС	2,5	84	210

Установленная мощность электростанций энергосистемы Российской Федерации на 01.01.2026 составляла 271085 МВт (по данным Таблицы 8), где 176057 МВт (65%) пришлось на ТЭС, 53051 МВт (20%) – ГЭС, 34613 МВт (13%) – АЭС, 7364 МВт (3%) – ВИЭ (СЭС, ВЭС).

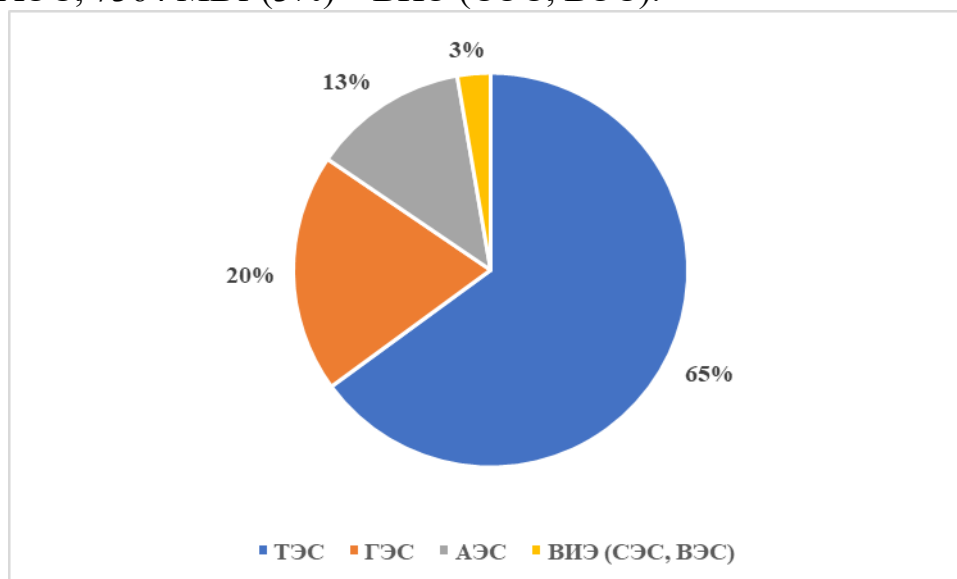


Рисунок 1 – Структура установленной мощности Российской Федерации в 2025 году

9.1.1. Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанции

Таблица 3 - Ввод в эксплуатацию и вывод из эксплуатации генерирующих мощностей на электростанции

Годы		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)		4852,5	4293,9	3904,8	5023,2	3174,9	2027,0	2802,8	1633,7	896,0	1753,6	1242,6
в т.ч.	ТЭС	3747,6	2912,0	3317,2	2234,7	1048,5	652,6	299,5	1192,5	434,8	1307,4	736,1
	ГЭС	100,0	170,6	393,0	215,5	346,0	166,8	73,0	26,4	186,7	49,8	33,4
	АЭС	880,0	1195,4		2217,9	1251,0	-	1188,2	-	-	-	-
	ВИЭ (СЭС, ВЭС)	124,9	15,9	194,6	355,1	529,4	1207,6	1242,1	414,8	274,5	396,4	473,1
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)		2422,5	3880,2	15512,0	2033,9	1850,2	3464,0	1906,9	984,7	427,6	1361,4	561,0
в т.ч.	ТЭС	2422,5	3455,5	1488,4	965,8	1836,2	2309,7	906,9	984,2	427,0	358,8	525,1
	ГЭС	-	7,7	63,0	63,0	2,0	154,3	-	-	-	2,6	-
	АЭС	-	417,0		1000,0	12,0	1000,0	1000,0	-	-	1000,0	36
	ВИЭ (СЭС, ВЭС)		-	0,6	5,1	-	-	-	0,5	0,6	-	-

9.1.3 Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в период 2024-2025 гг.

Таблица 4 - Перечень введенных в эксплуатацию новых крупных энергоблоков и электростанций ТЭС, АЭС в период 2024 – 2025 гг.

№	Наименование электростанций и генерирующих мощностей	Мощность (МВт)
2024 год		
1	Ивановские ПГУ, ПГУ №1	331,213
2	Ударная ТЭС ПГУ №1	227,513
3	Ударная ТЭС ПГУ №2	228,169
4	Ударная ТЭС ГТУ №3	106,0
5	Пермская ТЭЦ-9, энергоблок №9	116,1
6	Ижевская ТЭЦ-2, энергоблок №4	124,9
2025 год		
1	Лушниковская ПГУ	281,04
2	Красноярская ТЭЦ-3	185,4
3	ТЭС Свистягино	70,0

Таблица 5 - Перечень введенных в эксплуатацию новых крупных объектов ВИЭ (СЭС, ВЭС) в период 2024 – 2025 гг.

№	Наименование электростанций и генерирующих мощностей	Мощность (МВт)
2024 год		
1	Богдинская СЭС	68,6
2	Красинская СЭС	63,0
3	Борзинская СЭС	60,0

4	Джижинская СЭС	50,0
5	Новобичурская СЭС	52,0
2025 год		
1	Гражданская ВЭС	231,25
2	Новолакская ВЭС	152,5

9.2. Электрические сети

9.2.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 6 – Системообразующие ЛЭП и электрические подстанции

№	Системообразующие ЛЭП		Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 1150 кВ		817,63
2	ЛЭП напряжением 750 кВ		4 832,63
3	ЛЭП напряжением 500 кВ		45 892,63
4	ЛЭП напряжением 330 кВ		17 213,43
5	ЛЭП напряжением 220 кВ		112 160,64
	Всего		180 916,96
№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 1150 кВ	2	1 046,60
2	ПС напряжением 750 кВ	11	27 840,50
3	ПС напряжением 500 кВ	132	140 139,43
4	ПС напряжением 400 кВ	2	4 759,09
5	ПС напряжением 330 кВ	95	42 857,48
6	ПС напряжением 220 кВ	775	188 362,12
	Всего	1 017	405 005,22

9.2.2. Распределительный электросетевой комплекс

Таблица 7 – Распределительные ЛЭП и электрические подстанции

№	Распределительные ЛЭП		Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 110 кВ		269 271,21
2	ЛЭП напряжением 35 кВ		168 679,76
3	ЛЭП напряжением 6–10 кВ		1 066 932,17
4	ЛЭП напряжением 0,4 кВ		920 517,89
	Всего		2 425 401,03
№	Распределительные электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 110 кВ	7 460	266 200,02
2	ПС напряжением 35 кВ	7 629	50 819,49
3	ПС напряжением 6–10 кВ	595 580	170 355,90
	Всего	610 669	487 375,41

9.3. Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы

Таблица 8 – Основные технико-экономические показатели работы энергосистемы

Годы		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		1049,9	1071,9	1073,7	1091,7	1096,5	1063,7	1131,3	1138,7	1151,66	1198,40	1183,94
В т.ч.	ТЭС	684,0	688,0	682,4	692,4	688,8	630,0	686,6	707,5	722,33	758,64	752,62
	ГЭС	169,9	186,6	187,4	193,7	197,1	214,4	216,3	199,4	202,62	212,26	201,74
	АЭС	195,5	196,6	203,1	204,6	209,0	216,0	222,5	223,7	217,7	215,72	218,62
	ВИЭ (СЭС, ВЭС)	0,5	0,6	0,7	1,0	1,6	3,4	5,9	8,1	9,01	11,79	10,96
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		1036,42	1054,57	1059,69	1076,16	1075,32	1050,42	1107,17	1123,48	1139,28	1191,77	1178,75
Установленная мощность (МВт)		243188	244146	246867	250442	252031	251097	252505	253519	254288	269892	271085
В т.ч.	ТЭС	164563	164490	166649	168447	167851	166606	166414	166857	167100	175420	176057
	ГЭС	50969	51199	51583	51792	52209	52271	52440	52591	52841	52944	53051
	АЭС	27194	27977	27962	29180	30419	29461	29649	29648	29649	34649	34613
	ВИЭ (СЭС, ВЭС)	461	478	672	1022	1552	2760	4002	4421	4698	6879	7364
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		147377	151070	151170	151877	151661	150434	161418	158864	168741	168273	166155
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,00	50,00	50,00	50,01	50,00	50,00	50,02	49,99	50,01	50,02	49,99
Расход ЭЭ на транспорт в сетях ПАО «Россети» (ЕНЭС, РСК) (млрд кВт·ч)		-	-	76,02	74,90	71,85	69,42	73,78	75,11	75,69	77,03	76,05
в том числе: потери электроэнергии в ЕНЭС (млрд кВт·ч)		-	-	24,31	24,54	23,20	23,03	24,44	24,70	24,56	22,54	22,28
в том числе: потери электроэнергии в РСК (млрд кВт·ч)		-	-	92,95	90,19	86,13	84,03	89,63	91,05	90,59	85,09	-

9.4. Помесячное производство и потребление электроэнергии ЕЭС России в 2025 году

Таблица 9 – Помесячное производство и потребление электроэнергии ЕЭС России в 2025 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн. кВтч)	110741,1	103184,6	104836,0	93721,4	89824,1	83789,6	90333,3	88848,5	87723,1	99693,9	101267,9	112513,5
Потребление электроэнергии (млн. кВтч)	110139,2	102554,6	104593,1	93593,2	89851,8	83545,5	89630,0	88339,0	86913,2	99029,8	100934,5	112173,7

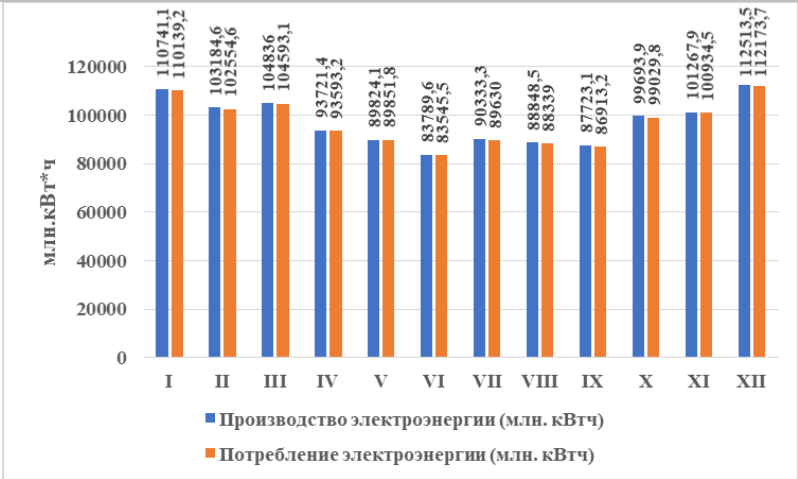


Рисунок 2 - Динамика месячного производства и потребления электроэнергии ЕЭС России в 2025 году

9.5. Суточный график в день годового максимума нагрузки (24.12.2025)

Таблица 10 – Суточный график в день годового максимума нагрузки (24.12.2025)

Час	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Потребление (МВт)	144286	142096	141303	141883	142678	145504	149805	155991	160602	163877	165457	165219
Час	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Потребление (МВт)	165042	165182	165252	165752	165777	166155	164921	162789	159808	157328	153480	148905

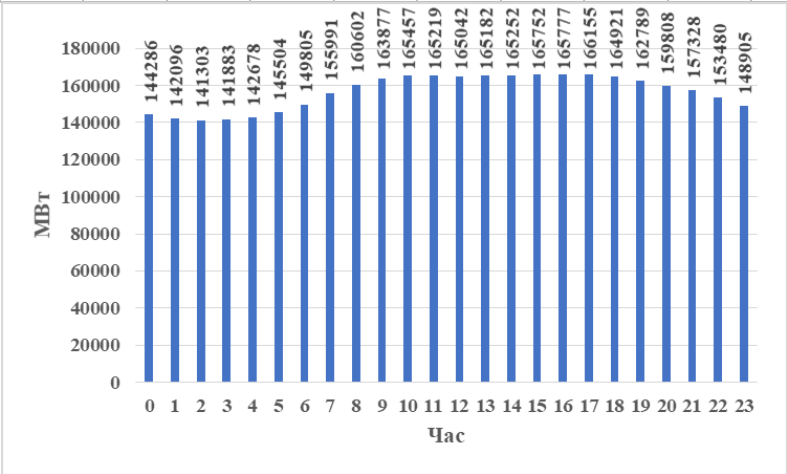


Рисунок 3 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (24.12.2025)

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 достаточно большими запасами энергоресурсов. Особое место в этом контексте занимает гидроэнергоресурсы с потенциальными возможностями выработки 527 млрд. кВт. час\год. Страна занимает по этому показателю 8-ое место в мире и первое по гидроэнергетическому потенциалу на единицу территории страны¹⁵⁶.

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.)¹⁵⁷ 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 сферах¹⁵⁸:

- разработки и реализации государственной политики и нормативно – правового регулирования;
- взаимодействия с другими государственными органами, местными исполнительными органами государственной власти, общественными и иными организациями;

¹⁵⁶ https://www.mewr.tj/?page_id=549

¹⁵⁷ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31489422&show_di=1

¹⁵⁸ https://www.mewr.tj/?page_id=106

- 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.

Кроме профильного Министерства следующие государственные органы осуществляют курирование части вопросов, затрагивающих деятельность энергетического сектора:

- Комитет по охране окружающей среды – экологическая политика и контроль;
- Антимонопольный Комитет при Правительстве Республики Таджикистан (занимающий по вопросам регулирования тарифов);
- Министерство экономического развития и торговли;
- Государственный комитет по инвестициям и управлению государственным имуществом Республики Таджикистан (привлечение инвестиций);
- Государственное агентство по метрологии, стандартизации и сертификации при Правительстве Республики Таджикистан;
- Министерство финансов.

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Основными документами, регламентирующими работу электроэнергетической отрасли, являются:

- Конституция Республики Таджикистан¹⁵⁹;
- Закон Республики Таджикистан № 33 от 29 ноября 2000 года «Об энергетике»¹⁶⁰;
- Закон Республики Таджикистан «Об инвестициях и поощрении инвестиционной деятельности» № 2173 от 15 мая 2025 года¹⁶¹;
- Закон Республики Таджикистан от 25 декабря 2015 года № 1269 «О проверках деятельности хозяйствующих субъектов»¹⁶²;
- Закон Республики Таджикистан № 587 от 12 января 2010 года «Об использовании возобновляемых источников энергии»¹⁶³;
- Закон Республики Таджикистан от 19 сентября 2013 года № 1018 «Об энергосбережении и энергоэффективности»¹⁶⁴;
- Постановление Правительства Республики Таджикистан № 95 от 4 марта 2003 года «Об утверждении правил пользования водными объектами для нужд гидроэнергетики»¹⁶⁵;
- Постановление Правительства Республики Таджикистан № 546 от 29 ноября 2023 года №546 «О тарифах на электрическую и тепловую энергию»¹⁶⁶ и др.

¹⁵⁹ <https://mfa.tj/ru/main/tadzhikistan/konstitutsiya>

¹⁶⁰ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=30514166

¹⁶¹ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=166771#A000000044

¹⁶² https://continent-online.com/Document/?doc_id=37835485#sub_id=450000

¹⁶³ https://continent-online.com/Document/?doc_id=30582921#pos=0;200

¹⁶⁴ https://online.zakon.kz/Document/?doc_id=31480243

¹⁶⁵ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=5887

¹⁶⁶ https://base.spininform.ru/show_doc.fwx/show_doc.fwx?rgn=158869#B6WT0LQYYM

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

Электроэнергетический сектор Республики Таджикистан представлен двумя государственными компаниями, ответственными за выработку электроэнергии, двумя независимыми производителями электроэнергии (НПЭ), компаниями по передаче и распределению, а также концессионным проектом в Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО), сочетающим производство и распределение электроэнергии¹⁶⁷.

Открытая акционерная общество «Барки Точик» является крупнейшей государственной компанией, ответственной за вопросы выработки электроэнергии и тепло, а также является оператором рынка электроэнергии. ОАО «Барки Точик» владеет и управляет всеми государственными генерирующими объектами в стране, за исключением объектов в ГБАО и Рогунская ГЭС.

ОАО «Рогунская ГЭС» – преимущественно государственная компания – несёт ответственность за строительство и эксплуатацию Рогунской ГЭС, мощность которой составляет 3 780 МВт.

Два независимых производителя электроэнергии – Сангтудинская ГЭС-1 и Сангтудинская ГЭС-2 – были введены в эксплуатацию в 2009 и 2011 годах.

В июне 2019 года Правительство Республики Таджикистан, по итогам разукрупнения энергохолдинга, учредило новые государственные компании по передаче и распределению электроэнергии – Открытое акционерное общество (ОАО) «Шабакахои Интиколи Барк» (ШИБ) и ОАО «Шабакахои Таксимоти Барк» (ШТБ) соответственно.

ОАО «Шабакахои Таксимоти Барк» (ШТБ) – было учреждено в июне 2019 года в соответствии с постановлением Правительства Республики Таджикистан. Общество несёт ответственность за функционирование и обслуживание распределительной сети для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей, осуществление строительства, капитального ремонта распределительной системы, а также выставление счетов и сбор платежей за электроэнергию. В структуру ШТБ входят 7 филиалов в основных городах.

В июле 2022 году ШТБ подписало контракт на управление (контракт, предусматривающий достижение определённых результатов), финансируемый Азиатским банком развития (АБР), с совместным предприятием «Tata Power» с «Mercados Aries International», которое несёт ответственность за управление ШТБ в течение 5 лет (2022-2027).

Правительство Республики Таджикистан проводит программу реформ для решения основных проблем электроэнергетического сектора и обеспечения надёжного и достаточного электроснабжения, а также финансовой устойчивости электроэнергетического сектора. Реформа состоит из:

¹⁶⁷ https://www.mewr.tj/?page_id=552

- стратегического компонента, включающего основную реструктуризацию сектора из вертикально интегрированной энергетической компании в три отдельные компании (генерация, передача и распределение), создание регулирующего органа, новую методологию тарифов, реструктуризацию долгов;
- инвестиционной части в поддержку модернизации системы для улучшения ее работы, такой как внедрение системы передовой измерительной инфраструктуры (ПИИ), модернизация сети и т.д. В настоящее время идёт реализация данных реформаторских инициатив.

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

В Республике Таджикистан действует «Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года»¹⁶⁸. В ней обозначены цели энергетического сектора. Некоторые положения стратегии в части развития электроэнергетической отрасли, обозначенные как индикаторы 10/10/10/10-500:

- увеличение установленной мощности генерации до 10 Гигаватт;
- снижение технических и коммерческих потерь в сетях до 10%;
- увеличение экспорта электроэнергии до 10 млрд. кВт·ч в год;
- диверсификация источников генерации на 10%;
- дополнительное получение более 500 млн. кВт·ч в год за счёт возобновляемых источников энергии и применения энергоэффективных технологий.

Постановлением Правительства Республики Таджикистан от 26 ноября 2025 года №648 была утверждена Программа развития электроэнергетического сектора на 2026-2030 годы и План мероприятий по ее реализации¹⁶⁹. Одним из основных проектов данной программы является продолжение строительства Рогунской ГЭС, предусмотрены замены агрегатов на Нурекской, Сарбандской и Кайраккумской ГЭС, что позволит значительно увеличить выработку электроэнергии и восстановить утраченные мощности данных гидроузлов¹⁷⁰. Документ также предполагает строительство солнечных и ветровых электростанций, так, планируется введение в эксплуатацию не менее 750 МВт солнечных электростанций в Согдийской и Хатлонской областях страны. Программа ставит перед собой задачу создать новые производственные мощности, модернизировать существующие объекты и расширять технические возможности сетей передачи и распределения электроэнергии. На реализацию Программы предусмотрено выделить около 60,4 миллиарда сомони (около 6,5 миллиарда долларов), которые будут привлечены через государственный бюджет, частные инвестиции и средства международных партнеров по развитию.

Правительство Республики Таджикистан утвердило «Национальную водную стратегию до 2040 года»¹⁷¹. Постановление подписано 29 ноября 2024 года. Стратегия направлена на управление водными ресурсами. Она учитывает цели устойчивого развития и изменения климата

Основные положения стратегии¹⁷²:

¹⁶⁸ https://www.mewr.tj/?page_id=600

¹⁶⁹ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=172939&ysclid=mpxvycodh582211040

¹⁷⁰ <https://1prime.ru/20251220/tadzhikistan-865755347.html?ysclid=mpxw0s7gyi642504120>

¹⁷¹ <https://www.mewr.tj/?p=4101>

¹⁷² <https://www.mewr.tj/wp-content/uploads/2025/01/%D0%9D%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%B0%D0%BB%D1%8C%D0%BD%D0%B0%D1%8F-%D0%B2%D0%BE%D0%B4%D0%BD%D0%B0%D1%8F-%D1%81%D1%82%D1%80%D0%B0%D1%82%D0%B5%D0%B3%D0%B8%D1%8F-%D0%A0%D0%A2-%D0%B4%D0%BE-2040.pdf>

- определяет базовые принципы государственной политики в области использования и охраны водных ресурсов;
- устанавливает стратегические ориентиры для долгосрочного интегрированного управления водными ресурсами с учётом интересов всех водопользователей и перспектив социально-экономического развития страны;
- учитывает защиту от негативного воздействия вод в условиях изменяющегося климата.

Стратегические цели развития водного сектора:

- гарантированное обеспечение водными ресурсами населения и отраслей экономики;
- повышение эффективности использования водных ресурсов;
- ликвидация дефицита водных ресурсов;
- обеспечение населения качественной питьевой водой и водоотведением;
- устойчивое функционирование и развитие ирригационных и дренажных систем;
- охрана и восстановление водных объектов;
- обеспечение защищённости от негативного воздействия вод.

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

В период независимости Республики Таджикистан в целях реализации стратегической цели страны и расширения экспортных возможностей до 2025 года было реализовано 36 государственных инвестиционных проектов на сумму 2,7 млрд долларов США, а в настоящее время находятся в стадии реализации ещё 18 проектов общей стоимостью 1,6 млрд долларов США¹⁷³.

Важнейшими достижениями отрасли являются ввод в эксплуатацию новых мощностей по генерации электроэнергии, таких как Сангтудинская ГЭС-1 (670 МВт), Сангтудинская ГЭС-2 (220 МВт), Душанбинская ТЭЦ-2 (400 МВт), первые два агрегата Рогунской ГЭС и малые ГЭС (по 30 МВт) общей мощностью 320 МВт, строительство установка закрытого распределительного устройства с элегазовой изоляции (ЗРУ) 500 кВ и 220 кВ на Нурекской ГЭС, ЗРУ 500 кВ и 220 кВ на Рогунской ГЭС, ЗРУ 220 кВ на Кайраккумской ГЭС, подстанций 500 кВ Душанбе-500 и Сугд-500, подстанций 220 кВ «Лолазор», «Хатлон», «Айни», «Шахристон», ЛЭП «Шахриван», «Геран-2», ЛЭП 500 кВ «Юг-Север» (263,8 км), «Душанбе-Рогун» (95,4 км), ЛЭП 220 кВ «Лолазор-Хатлон» (53,3 км), «Таджикистан-Афганистан» (116 км), «Худжанд-Айни» (83,2 км), «Кайрокум-Ашт» (74 км), «Геран-Руми» (78 км), «Кайрокум-Сугд» (63,3 км), «Айни-Рудаки» (95 км), «Рогунская ГЭС»-«Рогун» (12,7 км) и 217,4 км высоковольтных линий электропередачи 110 кВ в Горно-Бадахшанской автономной области.

Проекты, которые в настоящее время реализуются:

1. «Реконструкция ГЭС «Сарбанд»;
2. «Реконструкция ГЭС «Кайраккум»;
3. «Региональный проект линии электропередачи CASA-1000»;
4. «Проект поддержки сообщества CASA-1000»;
5. «Реконструкции ГЭС «Нурек» (первый этап);
6. «Программа оздоровления финансового положения энергетической компании»;
7. «Электрификация сельской местности»;
8. «Воссоединение с Единой энергетической системой Центральной Азии»;
9. «Снижение потерь электроэнергии в Хатлонской области» (города Куляб и Бохтар);
10. «Проект развития энергетической отрасли» (снижение потерь электроэнергии в городах Душанбе, Пенджикент, Истаравшан, Исфара, Канибадам, Бустон и Дангаринский район);
11. Проект по предварительному финансированию строительства частной солнечной электростанции в Согдийской области;
12. Реконструкцию и расширение линий электропередачи в Согде.

На территории Горно-Бадахшанской автономной области (ГБАО):

¹⁷³ https://www.mewr.tj/?page_id=266

13. Проект строительства «Себзорской ГЭС»;
14. Проект «Электрификация сельской местности» (участок ГБАО);
15. «Шугнанский приграничный проект VI или строительство линии электропередачи 110 кВ Хорог-Шугнан» (Этап 1);
16. «Энергоэффективность и возобновляемая энергетика» или строительство подстанции 110/35/10 кВ «Вамар»;
17. Техничко-экономическое обоснование электростанции Чарсем и строительство линии электропередачи 35 кВ «Нулванд-Зигар» протяженностью 10 км;
18. «Памирская частная энергия, фаза 3» с общим объёмом инвестиций 134,7 млн долларов США.

Постановлением Правительства Таджикистана № 358 от 2 сентября 2021 года утверждена «Программа государственных инвестиций на 2021-2025 годы»¹⁷⁴.

¹⁷⁴ https://base.spinform.ru/show_doc.fwx?rgn=135254 215

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». 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.

7. Реализация государственных программ по использованию возобновляемых источников энергии и охране окружающей среды

Таджикистан обладает значительным потенциалом для использования возобновляемых источников энергии.

Солнечная энергия

Таджикистан имеет благоприятные условия для использования солнечной энергии: в среднем 280–330 солнечных дней в году, а интенсивность суммарной солнечной радиации колеблется в течение года¹⁷⁵.

По разным оценкам, технический потенциал солнечной энергии в Таджикистане составляет:

- около 646 850 МВт при использовании мультикритериального подхода с применением геопространственных данных;
- около 25 млрд кВт·ч в год.

Ветровая энергия

Ветроэнергетический потенциал Таджикистана также значителен, но требует дальнейшего изучения. По разным подсчётам, он составляет от 30 до 100 млрд кВт·ч в год. Наиболее сильные ветры наблюдаются в горных районах, например, в горах Памира, в Согдийской области и в Раштской долине.

Геотермальная энергия

Таджикистан обладает геотермальным потенциалом, особенно в зонах тектонической активности — на Памире, в Гиссарском хребте, в долине реки Зеравшан. Геотермальная энергия — возобновляемый источник, который можно использовать для производства электричества и тепла. Однако её освоение сопряжено с рядом сложностей, включая высокую стоимость бурения и географическую ограниченность.

В Таджикистане действует Закон № 587 от 12 января 2010 года «Об использовании возобновляемых источников энергии».

Также в Таджикистане Постановлением Правительства №51 от 1 марта 2023 года утверждена Программа возобновляемых источников энергии на 2023-2027 годы¹⁷⁶. Она направлена на эффективное использование возобновляемых энергоресурсов, увеличение новых генерирующих мощностей, а также развитие учебных и научных исследований в энергетике¹⁷⁷.

Некоторые задачи Программы:

- эффективное использование возобновляемых источников энергии;
- улучшение качества электроснабжения и теплоснабжения отдаленных, высокогорных сел и уязвимых относительно надежного централизованного электроснабжения местностей;

¹⁷⁵ <https://www.mfa.tj/ru/main/tadzhikistan/energetika>

¹⁷⁶ https://prg.kz/document/?doc_id=39929572

¹⁷⁷ <https://faolex.fao.org/docs/pdf/taj221467.pdf>

- увеличение генерирующих энергетических мощностей страны за счет возобновляемых источников энергии;
- улучшение социального положения населения отдаленных и высокогорных сел;
- развитие важных отраслей экономики отдаленных и высокогорных местностей;
- защита окружающей среды и сокращение выбросов парниковых газов в атмосферу;
- развитие туризма в отдалённых и высокогорных регионах;
- увеличение вклада отдаленных местностей в продовольственную безопасность страны за счет создания малых и средних производственных предприятий в этих местностях;
- создание новых рабочих мест;
- повышение уровня жизни населения в отдаленных и высокогорных местностях и др.

В результате реализации Программы ожидаются следующие результаты:

- производственные мощности энергетической системы страны увеличатся за счет использования энергетических ресурсов из возобновляемых источников энергии (воды, солнца и ветра) на 32,2 МВт;
- за счет ввода в эксплуатацию новых производственных мощностей из возобновляемых источников энергии (воды, солнца и ветра) в более чем 35 отдалённых сёлах потребители и объекты экономического и социального секторов будут обеспечены постоянным электроэнергией;
- с привлечением инвестиций партнёров по развитию будут построены и введены в эксплуатацию 11 малых гидроэлектростанций мощностью 0,760 МВт в отдалённых и высокогорных сёлах ГорноБадахшанской автономной области;
- на отдалённых сёлах сдаётся в эксплуатацию солнечных электростанций мощностью 14,374 МВт;
- на отдалённых сёлах будут введены в эксплуатацию ветровых электростанций мощностью 3,084 МВт и др.

8. 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 других¹⁷⁸.

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.

¹⁷⁸ https://www.mewr.tj/?page_id=621

CASA-1000¹⁷⁹

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. Реализация проекта CASA поможет преобразовать этот регион и ознаменует собой важный шаг на пути формирования Регионального рынка электроэнергии в Центральной и Южной Азии (CASAREM). Инициатива CASAREM пойдёт на благо не только этим четырём странам, но также позволит усовершенствовать системы электропередач и стимулировать межрегиональное сотрудничество между странами Центральной и Южной Азии.

¹⁷⁹ <https://www.casa-1000.org/>

9. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период с 2014-2024 гг.

9.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2026)

Таблица 1 – Данные о некоторых электростанциях Республики Таджикистан (по данным Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан)

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции:				
1	Душанбинская ТЭЦ	35/35/42/86	4	198
2	Яванская ТЭЦ	60/60	2	120
3	Душанбинская ТЭЦ-2	50/50/150/150	4	400
Гидроэлектростанции:				
1	Рагунская ГЭС ¹⁸⁰	400/360	2	760
2	Нурекская ГЭС	375/335/335 335/320/335 335/335/335	9	3040
3	Байпазинская ГЭС	150/150/150/150	4	600
4	Каскад Вахшских ГЭС:			
	ГЭС "Сарбанд" (Головная ГЭС)	39/39/49 45/49/49	6	270
	ГЭС "Шаршара" (Перепадная ГЭС)	10,8/10,8/8,35	3	29,95
	ГЭС "Маркази" (Центральная ГЭС)	7,55/7,55	2	15,1
5	Каскад Варзобских ГЭС:			
	Варзоб ГЭС-1	4,75/4,75	2	9,5
	Варзоб ГЭС-2	7,2/7,2	2	14,4
	Варзоб ГЭС-3	1,76/1,76	2	3,52
6	Кайракумская ГЭС	21/21/21 21/29/29	6	142
7	Сангтудинская ГЭС-1	167,5/167,5 167,5/167,5	4	670
8	Сангтудинская ГЭС-2	110/110	2	220

По состоянию на 01.01.2026 суммарная установленная мощность электростанций Республики Таджикистан составила 6565 МВт (по данным, представленным Министерством энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан, Таблица 9). Структура установленных мощностей представлена на Рисунке 1 (ГЭС – 5847 МВт (89%), ТЭС – 718 МВт (11%)).

¹⁸⁰ Идет строительство станции

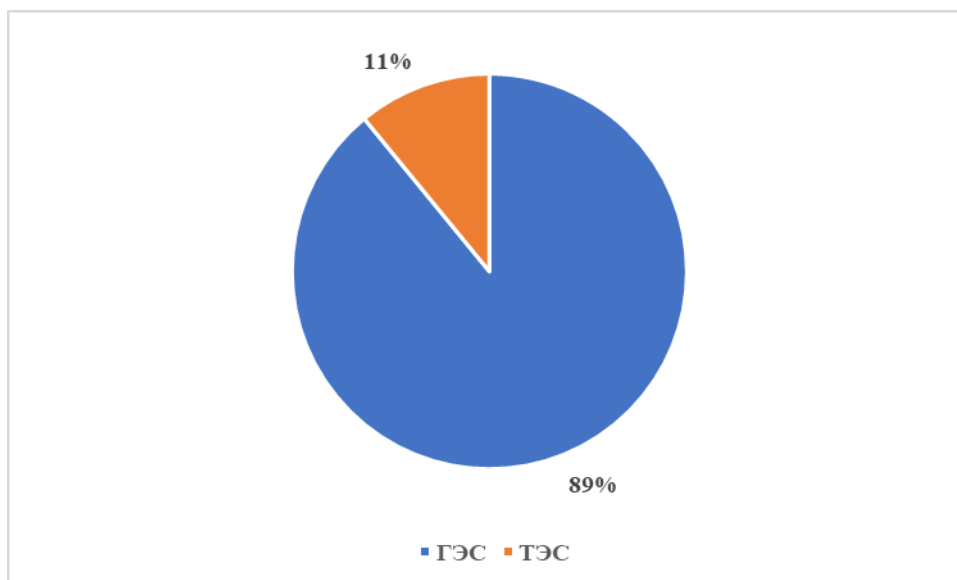


Рисунок 1 – Структура установленных мощностей Республики Таджикистан по состоянию на 01.01.2026 год

9.1.1. 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	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ввод в экс-ию энер-их мощ-ей (МВт)	-	300	-	360	400	-	-	70	16	48	72
В т.ч.	ГЭС	-	300	-	-	-	-	-	-	-	-
	ГЭС (выше 25 МВт)	-	-	-	360	-	-	-	-	-	72
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Вывод из экс-ции энер-их мощ-ей (МВт)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

9.1.2. Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в период 2024-2025 гг.

Таблица 3 – Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в период 2024-2025 гг.

№	Наименование электростанций и генерирующих мощностей	Мощность (МВт)
2024 год		
1	Реконструкция Нурекской ГЭС (ГА-4)	40
2	Реконструкция Кайраккумской ГЭС (Г-4)	8
2025 год		
1	Реконструкция Кайраккумской ГЭС (Г-1, 2, 3, 4)	72

9.2. Электрические сети

9.2.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 4 – Системообразующий сетевой комплекс (данные с официального сайта Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан)¹⁸¹

№	Системообразующие ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 750 кВ	489,74
2	ЛЭП напряжением 220 кВ	1161,29
3	ЛЭП напряжением 110 кВ	-
Итого:		1651,03

Таблица 5 – Системообразующие электрические подстанции (данные с официального сайта Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан)

№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 750 кВ	-	-
2	ПС напряжением 500 кВ	3	3906
3	ПС напряжением 220 кВ	7	2528
4	ПС напряжением 110 кВ	-	-
Итого:		10	6434

9.2.2. Распределительный электросетевой комплекс

Таблица 6 – Распределительные ЛЭП (данные с официального сайта Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан)

№	Распределительные ЛЭП	Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 110 кВ	563,315
2	ЛЭП напряжением 220 кВ	3055,208
3	ЛЭП напряжением 35 кВ	2476,219
4	ЛЭП напряжением 6-10-20 кВ	21499,851
Итого:		27594,593

Таблица 7 – Распределительные электрические подстанции (данные с официального сайта Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан)

№	Распределительные электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 220 кВ	21	2720
2	ПС напряжением 110 кВ	174	4673,8
3	ПС напряжением 35 кВ	223	1831,91
Итого:		418	9225,71

¹⁸¹ https://www.mewr.tj/?page_id=552

9.2.3. Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 8 – Характеристика межгосударственных линий электропередачи¹⁸²

№	Страна	Наименование ЛЭП	Наименование подстанций начала и конца ЛЭП	Напряжение (кВ)	Общая длина (км)	Длина по террит. гос-ва (км)
1	Республика Кыргызстан	Л-А-КБ	Канибадам- Айгульташ	220	53,2	29
2	Республика Кыргызстан	Л-З-А	Зумрат- Айгульташ	110	10,5	1
3	Республика Кыргызстан	Л-П-С	Пролетарск-Самат	110	30,6	8
4	Республика Кыргызстан	Л-ХБ-А	Ходжа-Бакирган-Арка	110	2	1
5	Республика Кыргызстан	Л-Л-Л	Ленинабад-Лейлек	35	29,4	8
6	Республика Кыргызстан	Л-Ш-С	Щуроб-Самаркандык	35	11,3	2
7	Республика Кыргызстан	Л-П-С	Пролетарск-Сулюкта	35	29,4	8
8	Республика Узбекистан	Л-507	Регар-Гузар	500	250,3	22

¹⁸² По данным ОАО «БаркиТочик» за 2024 год

9.3. Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 9– Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)		16,9	17,0	17,9	19,5	20,5	19,6	20,4	21,2	21,7	22,2	23,7
В т.ч.	ТЭС	0,3	0,6	1,0	1,3	1,5	1,7	1,7	1,5	1,2	1,7	1,6
	ГЭС (выше 25 МВт)	16,6	16,4	16,9	18,2	19,0	17,9	18,7	19,7	20,4	20,5	22,1
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	0,008	0,007	0,006	0,008	0,006	0,005	-	-	-	-	-
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)		15,6	15,7	16,6	17,2	17,6	18,1	18,0	18,7	19,0	19,9	21,1
Межгосудар- ственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)	Передача (экспорт)	1,33	1,32	1,29	2,37	2,88	1,49	2,41	2,5	2,7	2,3	5,3
	Получение (импорт)	0,007	0,013	0,012	0,56	0,2	0,37	-	-	-	-	2,7
Установленная мощность (МВт)		5346	5646	5646	5646	6406	6406	6406	6406	6492,47	6540,5	6565
В т.ч.	ТЭС	418	418	718	718	718	718	718	718	718	718	718
	ГЭС (выше 25 МВт)	4928	4928	4928	4928	5688	5688	5688	5688	5774,47	5822,5	5847
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	11,4	11,61	11,61	11,61	-	-	-	-	-	-	-
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)		3106	3177	3099	3425	3530	3435	3433	3572	3869	4441	4460
Частота в максимум нагрузки (Гц)		50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,0	50,0	50,0
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд. кВт·ч)		0,067	0,102	0,140	0,187	0,212	0,237	0,239	0,231	0,211	-	-
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд. кВт·ч)		0,009	0,013	0,018	0,045	0,027	0,037	0,041	0,037	0,036	0,272	0,032
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд. кВт·ч)		2,65	2,73	2,8	3,091	3,16	3627	4,89	4,77	-	-	-
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)		333,7	581,4	377,7	386,1	396,7	377,9	372,4	368,1	377,6	-	-
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)		219,7	364,4	212,1	203,2	191,2	186,8	185,9	186,3	190,2	-	-
В т.ч.	Газ (млрд. м³)	-	-	-	0,036	0,108	0,193	0,209	0,161	0,124	-	-
	Мазут (тыс. т.н.т)	20,95	19,72	20,7	28,4	23,0	0,474	2,8	14,5	20,1	-	-
	Уголь (млн.т)	0,173	0,374	0,659	0,85	0,926	1,026	0,991	0,876	0,6	-	-
Полезный отпуск ЭЭ (млрд. кВт·ч)		12,8	12,8	13,5	13,78	14,1	14,42	-	-	14,05	-	-
В т.ч.	Промышленность	4,3	4,5	4,2	4,19	4643	4,06	-	-	4,65	-	-
	Транспорт	0,009	0,007	0,011	0,007	0,008	0,008	-	-	0,007	-	-
	Сельское хозяйство	2,0	2,2	2,9	3,35	3,18	2,26	-	-	2,95	-	-
	Комунально бытовые потребители	4,9	4,8	4,9	5,57	5,81	6,70	-	-	2,95	-	-
	прочие	1,6	1,4	1,5	0,66	0,67	1,39	-	-	0,59	-	-
Средний тариф на ЭЭ (ц/кВт*ч)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
В т.ч.	Промышленность	5,16	4,69	4,9	4,67	5,68	5,34	-	-	6,16	-	-
	Население	1,8	1,7	1,7	1,65	2,12	2,20	-	-	2,42	-	-
Средняя цена топлива (\$/тут)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
В т.ч.	Газ	-	-	-	151,2	143,1	150,0	177,9	151,3	147,95	-	-

	Мазут	748,5	744,5	727,5	470,8	537,0	496,5	455,1	496,7	675,57	-	-
	Уголь	28,48	22,12	29,04	19,84	21,28	22,5	21,74	23,56	25,24	-	-

9.4. Помесячное производство и потребление электроэнергии за 2025 год

Таблица 10 - Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн.кВтч)	2113	1818	1713	1516	2148	2391	2589	2559	2095	1338	1567	1822
Потребление электроэнергии (млн.кВтч)	2115	1827	1802	1488	1741	1828	2069	1914	1551	1375	1568	1839

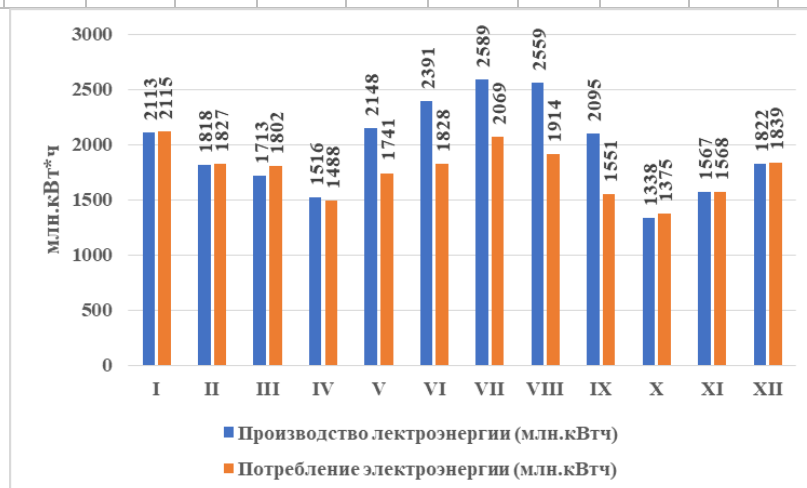


Рисунок 2 - Динамика месячного производства и потребления электроэнергии в 2025 году

9.5. Суточный график в день годового максимума нагрузки в 2025 году

Таблица 11 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (02.02.2025)

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	2289	2188	2158	2158	2338	3148	3768	2998	2603	2523	2383	2263
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	2263	2293	2273	2503	2863	4113	4420	4460	3775	3320	2953	2598

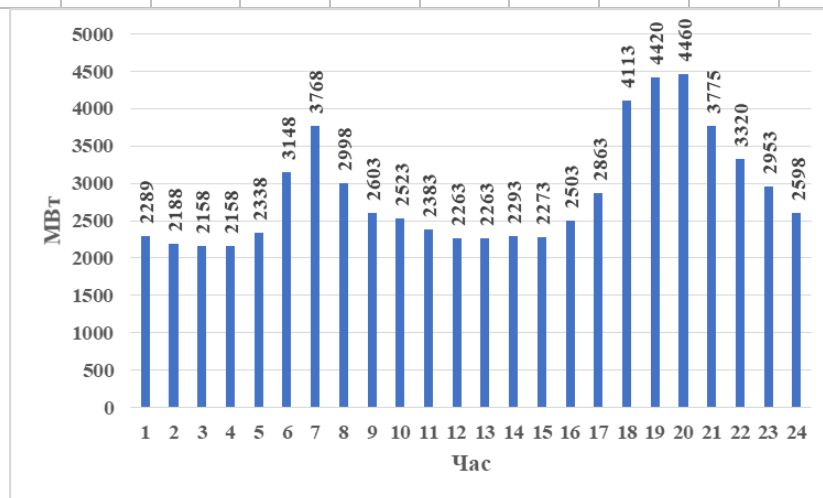


Рисунок 3 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (02.02.2025)

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.

Узбекистан обладает значительным энергетическим потенциалом, при этом структура генерации исторически опирается на ископаемое топливо:

- Природный газ – это основной ресурс, обеспечивающий около 71% всей выработки электроэнергии
- Уголь: Доля в балансе составляет около 7%.
- Гидроэнергетика: Около 10% генерации. Узбекистан активно развивает потенциал малых и средних ГЭС.
- ВИЭ (Солнце и Ветер): Около 12% генерации. Страна поставила цель довести долю ВИЭ до 25 ГВт к 2030 году.

Министерство энергетики Республики Узбекистан было образовано 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».

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 переработки¹⁸³.

Основными задачами Министерства энергетики Республики Узбекистан являются:

- разработка и реализация единой государственной политики в топливно-энергетической отрасли, направленной на обеспечение энергетической безопасности Республики Узбекистан, устойчивого снабжения отраслей экономики и населения страны топливно-энергетическими ресурсами, широкое продвижение и развитие возобновляемых источников энергии;
- осуществление государственного регулирования за производством, передачей, распределением и потреблением электрической и тепловой энергии, угля, а также за добычей, переработкой, транспортировкой, распределением, реализацией и использованием нефти, газа и продуктов их переработки;

¹⁸³ <https://minenergy.uz/ru/lists/view/10>

- осуществление единого нормативно-правового и технического регулирования сферы энергетики в республике;
- создание и развитие сбалансированной системы стратегического планирования и развития топливно-энергетического комплекса, увеличение и диверсификацию производства энергоресурсов, разработку взаимоувязанных краткосрочных, среднесрочных и долгосрочных прогнозов производства, поставки и потребления всех видов энергоресурсов, а также целевых программ комплексного развития энергетической отрасли;
- повышение инвестиционной привлекательности топливно-энергетической отрасли за счет развития государственно-частного партнерства, совершенствования тарифной политики, стимулирующей формирование благоприятной конкурентной и деловой среды на рынке энергоресурсов;
- координация реализации инвестиционных проектов в топливно-энергетической отрасли, активное привлечение частного капитала в процессы добычи и производства энергоресурсов, налаживание сотрудничества с международными финансовыми институтами, странами-донорами, компаниями, банками и другими структурами;
- содействие внедрению современных методов корпоративного управления в сфере энергетики, передовых информационно-коммуникационных технологий и автоматизированных систем
- управление, учет и контроль, обеспечение на этой основе повышения эффективности управления и снижения издержек производства, прозрачности финансово-хозяйственной деятельности организаций энергетической отрасли;
- стимулирование внедрения в производственные процессы организаций нефтегазовой и электроэнергетической отраслей инновационных технологий, повышение уровня энергоэффективности и экономии энергоресурсов;
- организация системной работы по подготовке, повышению квалификации и переподготовке инженерно-технических и управленческих кадров в сфере энергетики.

Инспекция по контролю в электроэнергетике («Узэнергоинспекция») осуществляет государственный надзор за техническим состоянием и соблюдением правил пользования энергией.

Агентство по развитию атомной энергетики («Узатом») отвечает за реализацию проектов в сфере мирного атома.

Ключевые субъекты

Генерация:

- АО «Тепловые электрические станции» управляет крупнейшими ТЭС (Ташкентская, Сырдарьинская, Навоийская и др.).
- АО «Узбекгидроэнерго»: Управляет всеми гидроэлектростанциями страны.
- Независимые производители энергии Иностранные компании строящие станции на основе ГЧП.

Транспортировка:

- АО «Национальные электрические сети Узбекистана» (НЭС) эксплуатирует магистральные сети (35–500 кВ) и выполняет функции единого закупщика электроэнергии.

Распределение:

- АО «Региональные электрические сети» (РЭС) управляет распределительными сетями (0,4–35 кВ) и осуществляет сбыт электроэнергии конечным потребителям.

Инфраструктурные организации:

- Координационно-диспетчерский центр «Энергия» обеспечивает параллельную работу энергосистемы Узбекистана с Объединенной энергосистемой (ОЭС) Центральной Азии.

2. Нормативно-правовая база, регламентирующая работу электроэнергетической отрасли

Основу правового регулирования составляют законы, определяющие правила игры для всех участников рынка:

Закон «Об электроэнергетике» (новая редакция, ЗРУ № 939 от 07.08.2024)¹⁸⁴ - это фундамент отрасли. Новая редакция закрепила разделение функций (генерация, транспортировка, сбыт), ввела понятия «единый закупщик» и «системный оператор», а также создала правовую основу для работы частных инвесторов и конкурентного оптового рынка.

Закон «Об использовании возобновляемых источников энергии» (ЗРУ №539)¹⁸⁵ регулирует внедрение «зеленой» энергетики, устанавливает льготы и преференции для производителей ВИЭ и стимулирует установку солнечных панелей (программы типа «Солнечный дом»).

Закон «О государственно-частном партнерстве» (ЗРУ №537)¹⁸⁶ позволяет иностранным компаниям (ИПР) строить электростанции и заключать долгосрочные соглашения о закупке электроэнергии (PPA).

Правила пользования электрической энергией – это основной регламент, определяющий порядок подключения к сетям, границы балансовой принадлежности, правила учета и ответственности потребителей и поставщиков.

Сетки кодов и технических регламентов (Grid Code) – это внутренние отраслевые документы, регламентирующие технические требования к качеству электроэнергии, устойчивости частоты и диспетчерскому управлению.

Регулирование реформ и стратегические акты

Спецификой Узбекистана является высокая роль указов Президента, которые задают темп модернизации:

- Указ №УП-166 (2023 г.) «О создании Агентства по развитию и регулированию рынка энергетики»¹⁸⁷. Это ведомство становится независимым регулятором, забирая часть функций у Министерства энергетики Республики Узбекистан.

Органы, осуществляющие нормотворчество и надзор

- Министерство энергетики отвечает за разработку стратегии и общих правил.
- Агентство по регулированию рынка энергетики отвечает за установление тарифов и лицензирование деятельности участников рынка.
- Узэнергоинспекция осуществляет контроль за технической безопасностью и эффективностью использования энергии.

¹⁸⁴ <https://lex.uz/docs/7051594>

¹⁸⁵ <https://lex.uz/docs/4346835>

¹⁸⁶ <https://lex.uz/ru/docs/4329272>

¹⁸⁷ <https://gov.uz/en/emdra/pages/about>

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

Важным шагом в этом направлении 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»¹⁸⁸.

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.

Указом Президента Узбекистана от 28.09.2023 года¹⁸⁹ «О мерах по проведению очередного этапа реформирования сферы энергетики» создаётся регулятор рынка энергетики — Агентство по развитию и регулированию рынка энергетики¹⁹⁰. Орган будет подчиняться Кабинету министров Республики Узбекистан.

Основными задачами агентства определены:

- обеспечение поэтапного создания основанных на конкуренции оптового и розничного рынков электроэнергии;

¹⁸⁸ <https://lex.uz/ru/docs/4188806>

¹⁸⁹ <https://lex.uz/ru/pdfs/6624455>

¹⁹⁰ <https://www.gazeta.uz/ru/2023/10/03/energy-market-regulator/>

- поддержка конкуренции на рынке электроэнергии, обеспечение привлекательности рынка и соразмерности спроса и предложения;
- государственный контроль за соблюдением законоположений, обеспечивающих всем участникам равные права и прозрачность основанных на конкуренции оптового и розничного рынков электроэнергии;
- лицензирование деятельности участников, основанных на конкуренции оптового и розничного рынков электроэнергии, а также контроль за соблюдением ими условий лицензии;
- утверждение размеров тарифов и платежей за передачу и распределение начиная с 2026 года электрической энергии, а также в иных необходимых случаях;
- утверждение нормативов допустимых технологических потерь электроэнергии в магистральных и распределительных электросетях при передаче и распределении электроэнергии;
- формирование и участие в реализации долгосрочной инвестиционной политики, направленной на планирование увеличения объёмов производства и создание инфраструктуры, исходя из конъюнктуры рынка и потребности в энергоресурсах;
- разработка механизмов, стимулирующих приобретение отечественных товаров и услуг, при выполнении строительных и ремонтных работ в сфере энергетики.

Решения, принятые агентством в рамках его полномочий, являются обязательными для министерств, ведомств, хокимиятов и иных организаций, а также должностных лиц и граждан.

15 июня 2024 года принято постановление Кабинета Министров от № 337 «О дополнительных мерах по совершенствованию тарифной политики в топливно-энергетической сфере»¹⁹¹.

В соответствии с Указом Президента от 28.09.2023 г. № УП-166 «О мерах по проведению очередного этапа реформирования сферы энергетики»¹⁹² утверждены основные направления тарифной политики в топливно-энергетической сфере Республики Узбекистан на период до 2035 года.

Это:

- пользование потребителями электрической энергии и природного газа на основе конкурентоспособных и справедливых тарифов;
- обеспечение финансовой устойчивости и инвестиционной привлекательности энергосети;
- расширение, модернизация и диверсификация производственных мощностей, в том числе на условиях ГЧП, обеспечение эффективности производственной деятельности, повышение качества выпускаемой продукции и предоставляемых услуг;

¹⁹¹ chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://static.norma.uz/doc/doc_12/337.pdf

¹⁹²

https://nrm.uz/contentf?doc=735014_ukaz_prezidenta_respubliki_uzbekistan_ot_28_09_2023_g_n_up-166_o_merakh_po_provedeniyu_ocherednogo_etapa_reformirovaniya_sfery_energetiki&products=1

- поэтапная отмена повторного субсидирования при тарифообразовании и обеспечении социальной защиты малоимущих и малообеспеченных слоев населения путем предоставления целевых субсидий;
- установление прозрачного, последовательного и предсказуемого регулирования в топливно-энергетическом секторе, включая постепенное введение долгосрочного тарифообразования в целях снижения регуляторного риска для инвесторов;
- обеспечение до 2035 года продажи электроэнергии и природного газа населению во всех регионах республики на основе единой ценовой политики.

Документом также утверждены:

- положения о порядке формирования тарифов на электроэнергию и природный газ;
- Состав Межведомственной комиссии по тарифам при Кабмине;
- Положение о Межведомственной комиссии по тарифам.

Документ опубликован в Национальной базе данных законодательства на государственном языке и вступил в силу 01.04.2025 г.

Модель рынка электроэнергии Узбекистана находится в стадии трансформации и предполагается переход от централизованной модели к рыночной, с активным привлечением частного сектора в строительство новой генерации, включая ВИЭ, при сохранении государственного контроля над ключевыми энергетическими объектами.

При проведении реформ основной фокус делается на модернизацию электрических сетей, снижение потерь, повышение энергоэффективности, либерализацию сектора генерации и развитие возобновляемых источников энергии для удовлетворения растущего спроса.

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

В целях удовлетворения растущей потребности Республики Узбекистан и обеспечения дальнейшего сбалансированного развития электроэнергетической отрасли с учетом передового мирового опыта и современных тенденций развития мировой электроэнергетики была разработана Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020–2030 годы¹⁹³.

Стратегическая цель концепции — обеспечение населения и экономики Узбекистана электроэнергией по конкурентоспособным ценам, а также развитие сбалансированного энергетического сектора, учитывающего лучшие мировые практики и современные тенденции в мировой электроэнергетике.

Некоторые ключевые положения концепции:

- модернизация и реконструкция существующих электростанций, строительство новых с использованием энергоэффективных технологий;
- совершенствование систем учёта электроэнергии;
- развитие возобновляемых источников энергии (особенно солнечной энергии);
- правовые реформы по совершенствованию тарифной политики и обеспечению перехода на оптовый рынок.

Запланированные цели на период до 2030 года:

- увеличение установленной генерирующей мощности с 12,9 ГВт до 29,3 ГВт;
- рост производства электроэнергии с 63,6 млрд кВт·ч до 120,8 млрд кВт·ч;
- сокращение потребления природного газа с 16,5 млрд кубометров до 12,1 млрд кубометров;
- снижение потерь при передаче электроэнергии до 2,35% и при распределении — до 6,5%

В марте 2025 года был принят мастер-план по развитию энергетики до 2035 года¹⁹⁴, основные направления дальнейшего развития энергетики Республики Узбекистан представлены пятью шагами:

1. Узбекистан увеличит объёмы «зеленой» энергетики. К 2030 году страна введет свыше 17 тыс. мегаватт возобновляемых мощностей. Доля «зеленой» энергии в структуре генерации достигнет 54%.

Для интеграции новых объектов построят 6 тыс. километров линий электропередачи высокого напряжения. В 2026 году введут тысячу километров линий и подстанции мощностью 6 тыс. мегаватт.

¹⁹³ https://minenergy.uz/uploads/1a28427c-cf47-415e-da5c-47d2c7564095_media.pdf

¹⁹⁴ http://energo-cis.ru/news/prezident_uzbekistana_sh/?ysclid=mq6pru9jk0556474076

2. Будет расширено привлечение иностранных инвестиций. Государственно-частное партнерство теперь распространяется не только на производство электричества, но и на его поставки.

Достигнута договоренность о передаче региональных сетей Самарканда в частное управление турецкой компании Aksa Elektrik. Инвесторы профинансируют модернизацию системы, что позволит за счет сокращения потерь экономить до 20 млн долларов в год.

В следующем году аналогичные проекты начнутся в Джизакской и Сырдарьинской областях. В 2027 году — в Намангане и Ташкентской области.

3. Запланирована поддержка перехода населения и бизнеса на альтернативные источники энергии. В 2026 году в 300 махаллях установят солнечные станции общей мощностью 107 мегаватт. За счет этого 30 тыс. семей смогут обеспечивать себя энергией и передавать излишки в сеть.

4. Узбекистан усиливает климатическую политику. На конференции COP-30 страна взяла обязательство сократить выбросы парниковых газов на 50% к 2035 году. Вместе со Всемирным банком реализуется проект iCRAFT, который учитывает сокращение 23 млн тонн выбросов.

Стратегия «Узбекистан — 2030» была утверждена Указом Президента Республики Узбекистан от 11 сентября 2023 года №УП-158¹⁹⁵. Однако в феврале 2026 года документ был пересмотрен. 16 февраля 2026 года был подписан Указ Президента «О дополнительных мерах по последовательному продолжению и выведению на новый этап реформ в рамках приоритетных направлений развития страны до 2030 года»¹⁹⁶. Этим указом утверждена Стратегия «Узбекистан — 2030» на 2026–2030 годы.

¹⁹⁵ <https://lex.uz/ru/docs/6600404>

¹⁹⁶ https://uza.uz/ru/posts/strategiya-uzbekistan-2030-predlagaemye-izmeneniya-i-ozhidaemye-rezultaty_822067

5. Реализация государственных инвестиционных программ в электроэнергетической отрасли

С 2019 по 2024 годы АО «НЭС Узбекистана» реализовало ряд инвестиционных проектов общей стоимостью 1 363,56 млн. долларов США с привлечением кредитных средств международных финансовых институтов (МФИ).

В рамках реализации инвестиционных проектов в период 2019–2024 годов освоено кредитных средств МФИ на сумму 467,51 млн. долларов США, что составляет 104,3 % от запланированного объема в размере 448,11 млн. долларов США.

В том числе:

- 2019 год – 48,32 млн. долларов США (план 33,5 млн. долларов или 144,2 %);
- 2020 год – 43,99 млн. долларов США (план 43,9 млн. долларов или 100,2 %);
- 2021 год – 53,02 млн. долларов США (план 52,95 млн. долларов или 100,1 %);
- 2022 год – 64,47 млн. долларов США (план 64,4 млн. долларов или 100,1%);
- 2023 год – 93,65 млн. долларов США (план 92,36 млн. долларов или 101,4 %);
- 2024 год - 164,06 млн. долларов США (план 161,0 млн. долларов или 101,9 %).

В период с 2019 по 2024 годы завершено строительство линии электропередачи 220 кВ от Тахиаташской ТЭС до подстанции 220 кВ «Хорезм» протяжённостью 195,34 км, а также линии электропередачи 220 кВ от подстанции 220 кВ «Хорезм» до подстанции 220 кВ «Саримой» общей протяжённостью 153,9 км. Общая протяжённость построенных линий составила 349,24 км. Кроме того, построена новая подстанция 220 кВ «Саримой» и проведена реконструкция подстанции 220 кВ «Хорезм» с увеличением её установленной мощности до 150 МВА.

Завершено строительство воздушной линии электропередачи 500 кВ «Гузар – Регар» (Л-507) протяжённостью 63,3 км.

В 2024 году завершены строительно-монтажные работы на двух высоковольтных подстанциях общей мощностью 1502 МВА - ПС «Мурунгов» (1002 МВА) и ПС «Зафарабад» (500 МВА).

Кроме того, завершено строительство 535 км воздушных линий электропередачи, в том числе:

- 177 км от Навоийской ТЭС до пункта приёма «Бесопан»;
- 280 км от Сырдарьинской ТЭС до подстанции «Зафарабад».

Инвестиционная программа сместилась с «поддержания активов» на инфраструктурный скачок. Текущие задачи 2026 года сфокусированы на том, чтобы магистральные сети успевали за темпами строительства частных

электростанций, для чего активно привлекаются средства под модернизацию подстанций (увеличение мощности на 650 МВА за год).

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 являются¹⁹⁷:

- мониторинг внедрения установок возобновляемых источников энергии, а также энергоэффективных и энергосберегающих современных технологий и эффективности потребления энергоресурсов;
- оценка эффективности мероприятий, выполняемых потребителями (за исключением населения) по обеспечению рационального и эффективного использования топливно-энергетических ресурсов, а также контроль за обеспечением и дальнейшим совершенствованием норм потребления топливно-энергетических ресурсов на единицу продукции (выполнение работ, оказание услуг).

Национальное агентство по энергоэффективности при Кабинете Министров Республики Узбекистан создано в соответствии с Указом Президента №УП-63 от 27 марта 2025 года¹⁹⁸. Является независимым республиканским органом исполнительной власти, который осуществляет единую государственную политику в сфере энергоэффективности, разрабатывает и регулирует стимулирующие и регулирующие меры.

Основными задачами агентства являются:

- Проведение единой государственной политики в сфере повышения энергоэффективности, разработка и регулирование стимулирующих и регулирующих мер в данной области;
- развитие рынка услуг энергосервисных компаний, получающих доход за счёт энергосбережения;
- формирование портфеля проектов с высокой энергоэффективностью и привлечение частных инвестиций для их реализации;
- организация подготовки, переподготовки и оценки квалификации профессиональных кадров в сфере повышения энергоэффективности;
- организация и финансирование информационных кампаний, направленных на формирование культуры энергопотребления среди населения и предпринимателей, основанной на рациональном использовании энергетических ресурсов и недопущении их расточительства.

¹⁹⁷ <https://gov.uz/ru/uzenergoinspeksiya/pages/about>

¹⁹⁸ <https://gov.uz/ru/esma/pages/about>

Указ Президента Республики Узбекистан от 29 апреля 2026 года №УП-70 «О дополнительных мерах по дальнейшему повышению энергоэффективности, экономии и рациональному использованию энергоресурсов в 2026 году»¹⁹⁹ направлен на усиление мер по повышению энергоэффективности в отрасли экономики и социальной сфере, а также на сбережение энергоресурсов. Основная цель документа - дальнейшее повышение энергоэффективности отраслей экономики и объектов социальной сферы, а также сбережение 4,3 млрд кВт·ч электроэнергии и 2,8 млрд м³ природного газа в 2026 году за счёт расширения внедрения энергосберегающих технологий и возобновляемых источников энергии.

¹⁹⁹https://nrm.uz/contentf?doc=806686_&products=1_vse_zakonodatelstvo_uzbekistana&ysclid=mqkr1z6yb283494538

7. Реализация государственных программ по использованию возобновляемых источников энергии и охране окружающей среды

В Узбекистане реализуются государственные программы, направленные на использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и охрану окружающей среды. Это связано с растущей необходимостью диверсификации энергетического сектора, снижения выбросов парниковых газов и обеспечения устойчивого развития.

Законодательная база в области ВИЭ состоит из Закона Республики Узбекистан «Об использовании возобновляемых источников энергии»²⁰⁰, постановлений Президента Республики Узбекистан «О мерах по повышению эффективности реформ, направленных на переход Республики Узбекистан на «зеленую» экономику до 2030 г.»²⁰¹, «О мерах по внедрению системы сертификатов «зелёной энергии»»²⁰² и др. Принимаются законодательные акты, регулирующие сферу ВИЭ, включая льготы и стимулы для инвесторов - строителей объектов ВИЭ. Реализуются государственные программы поддержки, направленные на стимулирование частных инвестиций в ВИЭ.

Республика Узбекистан имеет ряд обязательств в рамках Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата²⁰³.

Республика Узбекистан является участником Парижского соглашения по климату и принимает меры по сокращению выбросов парниковых газов.

Вопросы охраны окружающей среды регламентированы Законами Республики Узбекистан («Об охране природы»²⁰⁴, «Об утверждении водного кодекса»²⁰⁵, «Об охране атмосферного воздуха»²⁰⁶, «Об отходах»²⁰⁷, «Об охране и использовании животного мира»²⁰⁸, «Об экологическом контроле»²⁰⁹), решениями Президента и Правительства Республики Узбекистан («Об утверждении стратегии по переходу Республики Узбекистан на «зелёную» экономику на период 2019-2030 гг.»²¹⁰, «О мерах по внедрению новых механизмов оценки воздействия на окружающую среду»²¹¹, «Об утверждении концепции охраны окружающей среды Республики Узбекистан до 2030 г.»²¹²).

Разрабатываются законы и нормативные акты, направленные на защиту

²⁰⁰ <https://lex.uz/docs/4346835>

²⁰¹ <https://lex.uz/docs/6303233>

²⁰² <https://lex.uz/ru/docs/6464658>

²⁰³ <https://uzconsulate-aktau.kz/2024/%D0%BF%D0%BE%D0%BB%D0%B8%D1%82%D0%B8%D0%BA%D0%B0-%D1%83%D0%B7%D0%B1%D0%B5%D0%BA%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B0%D0%BD%D0%B0-%D0%BF%D0%BE-%D0%B0%D0%B4%D0%B0%D0%BF%D1%82%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%B8-%D0%B8-%D1%81/>

²⁰⁴ <https://lex.uz/ru/docs/7065>

²⁰⁵ <https://lex.uz/docs/7655829>

²⁰⁶ <https://lex.uz/ru/docs/58400>

²⁰⁷ <https://lex.uz/docs/44872>

²⁰⁸ <https://lex.uz/docs/3029504>

²⁰⁹ <https://lex.uz/docs/2304949>

²¹⁰ <https://lex.uz/docs/4539506>

²¹¹ <https://lex.uz/ru/docs/8206550>

²¹² https://base.spininform.ru/show_doc.fwx?rgn=1202708&vsclid=mqqhzs4i2784897164

окружающей среды, включая водоохранные зоны, охрану лесов и контроль выбросов вредных веществ. Реализуются программы, направленные на улучшение экологической обстановки, такие как проекты по очистке воды и воздуха, разработка экологически безопасных технологий.

Реализация программ по ВИЭ и экологии в Узбекистане к 2026 году достигла этапа «масштабирования», когда фокус сместился с отдельных пилотных проектов на системную интеграцию чистой энергии в национальную сеть.

Согласно обновленной стратегии «Узбекистан – 2030» и планам на 2026 год, страна нацелена на достижение 35% доли ВИЭ в общем балансе генерации уже к концу текущего года.

В 2026 году запланирован ввод 6,5 ГВт новых мощностей. Ключевые объекты включают:

- Солнечные фотоэлектрические станции (СФЭС) общей мощностью 2800 МВт.
- Ветровые электростанции (ВЭС) мощностью 470 МВт (преимущественно в Каракалпакстане и Самаркандской области).
- Системы накопления энергии (BESS): Для обеспечения стабильности сети при высокой доле переменчивой генерации (солнце/ветер) строятся накопители общей мощностью 884 МВт.
- Гидроэлектростанции (ГЭС) общей мощностью 2800 МВт.
- Тепловые электростанции (ТЭС) общей мощностью 2318 МВт.

В стране активно развиваются предприятия по сборке солнечных панелей и комплектующих, что снижает стоимость проектов ГЧП.

8. Международное сотрудничество

В настоящее время узбекская энергосистема работает в составе Объединенной Энергосистемы Центральной Азии (ОЭС ЦА). Совместная работа энергосистем ОЭС ЦА осуществляется в соответствии с Соглашением между Правительством Республики Казахстан, Правительством Кыргызской Республики, Правительством Республики Таджикистан и Правительством Республики Узбекистан о параллельной работе энергетических систем государств Центральной Азии от 17 июня 1999 года.

В составе ОЭС ЦА в настоящее время совместно работают энергосистемы Казахстана, Кыргызстана и Узбекистана. Прорабатывается подключение энергосистемы Таджикистана к ОЭС ЦА после выполнения энергосистемой Таджикистана проектных проработок по противоаварийной автоматике и релейной защите.

Энергосистема Казахстана

Услуги

С энергосистемой Казахстана АО «KEGOC» ежегодно заключаются договора на получение услуг по регулированию частоты (мощности) в годовом объеме до 1000 МВт²¹³.

Заключаются договора с ТОО «Энергопоток» на оказание услуг по транзиту электроэнергии, поставляемой из Казахстана для собственных потребителей Макта-Аральского района Республики Казахстан по электрическим сетям Узбекистана.

Энергосистема Кыргызстана

Услуги

С энергосистемой Кыргызстана (ОАО «НЭС Кыргызстана») заключаются договора на оказание услуг по регулированию частоты (мощности) в объеме 300 МВт²¹⁴.

Экспорт услуг по транзиту

В рамках договора оказываются услуги по транзиту электроэнергии из Туркменистана в Кыргызстан по сетям Узбекистана, а также из Таджикистана в Кыргызстан по сетям АО «НЭС Узбекистана».

Импорт электроэнергии

Покупка электроэнергии из Кыргызской Республики в Республику Узбекистан осуществлялась по договору с ОАО «Электрические станции».

Товарообмен (экспорт, импорт) электроэнергии

В целях недопущения сработки Токтогульского водохранилища до критического уровня и обеспечения поливной водой сельскохозяйственных потребителей Узбекистана в вегетационный период заключены договора с кыргызской энергосистемой на осуществление взаимных поставок электроэнергии.

Энергосистема Таджикистана

²¹³ Данные на конец 2023 года

²¹⁴ Данные на конец 2023 года

С декабря 2009 года таджикская энергосистема работает изолированно от Объединенной Энергосистемы ЦА (ОЭС ЦА). В соответствии с Протоколами заседаний Межправительственной комиссии по торгово-экономическому сотрудничеству Республики Таджикистан и Республики Узбекистан ежегодно заключаются договора на импорт электроэнергии из Таджикистана в Узбекистан на период вегетации.

Импорт электроэнергии

В рамках договора с ОАО «Барки Точик» в период вегетации осуществляется поставка электроэнергии из Таджикистана в Узбекистан.

Энергосистема Туркменистана

Туркменская энергосистема вышла из состава ОЭС ЦА в 2003 году и в настоящее время работает параллельно с энергосистемой Ирана. Параллельная работа ОЭС с синхронно работающими энергосистемами Туркменистана и Ирана не допускается, поэтому подключение к сетям энергосистемы Узбекистана для осуществления транзита или поставок электроэнергии возможно только с выделенной частью энергосистемы Туркменистана.

Импорт электроэнергии

В рамках договора с ГЭК «Туркменэнерго» осуществляется поставка электроэнергии из Туркменистана в Республику Узбекистан.

Информация по двустороннему сотрудничеству между Узбекистаном и Афганистаном

Взаимоотношения по договору поставки электроэнергии в предыдущие годы

Энергосистема Узбекистана осуществляет поставку электрической энергии в Афганистан с учетом потребностей афганской стороны по ежегодно заключаемым прямым договорам.

Завершение строительства и ввод в работу линий ВЛ 220 кВ Наибабад 1 и 2 позволило увеличить передаваемую мощность и поставку электроэнергии в Афганистан.

Экспорт электроэнергии

Ежегодно в рамках договора с Da Afghanistan Breshna Sherkat (DABS) осуществляется поставка электроэнергии из Республики Узбекистан в Афганистан.

Республика Узбекистан является членом Электроэнергетического Совета СНГ (ИК ЭЭС СНГ).

К основным задачам и функциям ИК ЭЭС СНГ относятся:

- выработка предложений о принципах и направлениях интеграции государств – участников СНГ в области электроэнергетики, в том числе обеспечения коллективной энергетической безопасности;
- разработка предложений по экономическим и правовым условиям обеспечения совместной работы объединения электроэнергетических систем государств – участников СНГ;

- создание и обеспечение совместно с государственными органами управления и соответствующими межгосударственными органами Содружества функционирования общего электроэнергетического рынка государств – участников СНГ;
- участие в подготовке международных договоров в сфере энергетики;
- регламентация технических правил параллельной работы электроэнергетических систем государств – участников СНГ;
- содействие государствам – участникам СНГ в унификации и гармонизации нормативных правовых актов в сфере электроэнергетики;
- развитие международных связей в интересах государств – участников СНГ и участие в работе международных энергетических организаций и другие.

9. Основные технико-экономические характеристики функционирования энергосистемы в период с 2015-2025 гг.

9.1. Структура и краткие характеристики генерирующих мощностей (по состоянию на 01.01.2026)

Таблица 1 – Электростанции Республики Узбекистан по состоянию на 01.01.2026

№	Наименование электростанции	Установленная мощность генерирующих установок (МВт)	Количество генерирующих установок	Установленная мощность электростанции (МВт)
Тепловые электростанции				
1	Сырдарьинская ТЭС	3 215	10	3 215
2	Ташкентская ТЭС	2 230	13	2 230
3	Навоийская ТЭС	2 068	10	2 068
4	Тахиаташская ТЭС	980	4	980
5	Ферганская ТЭЦ	244	8	244
6	Мубарекская ТЭЦ	60	2	60
7	Ташкентская ТЭЦ	129	4	129
8	Талимарджанская ТЭС	1 700	3	1 700
9	Туракурганская ТЭС	900	2	900
10	Ангренская ТЭС	286	5	286
11	Ново-Ангренская ТЭС	2 100	7	2 100
12	АКСА Ташкент – А Плонт	240	5	240
13	АКСА Ташкент - Б Плонт	230	30	230
14	Женгиз Ташкент ТЭС	240	4	240
15	Женгиз Сырдарья ТЭС	220	26	220
16	Одаш Хоразм ТЭС	174	12	174
17	АКСА Бухара ТЭС	270	30	270
18	АКВА Пауэр Сырдарьинская ТЭС	1 500	3	1 500
19	Акса Талимаржон ТЭС	400	30	400
20	Талимаржон ИЭС ТРР 1	900	2	900
21	ТЦ-4 CNTIC	100	56	100
				18186
Гидроэлектростанции				
1	Чарвакская ГЭС (ГЭС-6)	3x168,0 и 1x162,0	4	666
2	Тупалангская ГЭС	2 x15,0 и 2x72,5	4	175
3	Ходжикентская ГЭС (ГЭС-27)	3x55	3	165
4	Туямуюнская ГЭС	6x25,0	6	150
5	Андижанская ГЭС-1 (ГЭС-29)	4x35,0	4	140
6	Фархадская ГЭС (ГЭС-16)	2x30,2 и 2x33,3	4	128,24
7	Газалкентская ГЭС (ГЭС-28)	3x40,0	3	120
8	Чирчикская ГЭС (ГЭС-7)	4x21,0	4	84
9	Таваксайская ГЭС (ГЭС-8)	4x18,0	4	72
10	Андижанская ГЭС-2 (ГЭС-36)	2 x25,0	2	50

11	Гиссаракская ГЭС	2 х 22,5	2	45
12	Ак-кавакская ГЭС-1 (ГЭС-10)	1х10,7 и 1х29,0	2	39,7
13	Зарчобская ГЭС-2	2х19,1	2	38,2
14	Зарчобская ГЭС-1	2х18,7	2	37,4
15	Хишрав ГЭС (ГЭС-2Б)	2х9,5 и 1х7,6	3	26,6
16	Камчикская ГЭС	2х10,5 и 2х2,74	4	26,5
17	Ахангаранская ГЭС	2х10,5	2	21
18	Нижне-Бозсуйская ГЭС-4 (ГЭС-23)	2х8,8	2	17,6
19	Ак-тепинская ГЭС (ГЭС-9)	2х8,3	2	16,6
20	Кадишинская ГЭС (ГЭС-3а)	2х7,67	2	15,34
21	Нижне-Бозсуйская ГЭС-1 (ГЭС-14)	2х7,5	2	15
22	Туябўғуз ГЭС (ГЭС-41)	2х5,7	2	11,4
23	Шахриханская ГЭС-5А	1х5,0 и 1х6,4	2	11,4
24	Кибрайская ГЭС (ГЭС-11)	1х11,2	1	11,2
25	Саларская ГЭС (ГЭС-12)	1х11,2	1	11,2
26	Нижне-Бозсуйская ГЭС-3 (ГЭС-19)	2х5,6	2	11,2
27	Ак-кавакская ГЭС-2 (ГЭС-15)	2х4,5	2	9
28	Талигулян ГЭС-2 (ГЭС-5Б)	2х4,4	2	8,8
29	Камолот ГЭС	4х2,04	4	8,16
30	Шахриханская ГЭС-6А	2х3,84	2	7,7
31	Шаударская ГЭС-2 (на ПК-135)	2х3,7	2	7,4
32	Шаударская ГЭС-1	2х3,6	2	7,2
33	Шаударская ГЭС-3	2х3,2	2	6,4
34	ЮФК ГЭС-2	1х7,05	1	7,05
35	Нижне-Бозсуйская ГЭС-2 (ГЭС-18)	3х2,3	3	7
36	Бурджарская ГЭС (ГЭС-4)	2х3,2	2	6,4
37	Иртишар ГЭС (ГЭС-3Б)	2х3,2	2	6,4
38	Бозсуйская ГЭС (ГЭС-1)	2х3,0	2	6
39	БФК ГЭС-8А	2х3,0	2	6
40	БФК ГЭС-9А	2х3,0	2	6
41	Кудашская ГЭС	2х2,5	2	5
42	Нижне-Бозсуйская ГЭС-6 (ГЭС-22)	2х2,2	2	4,4
43	Шайхантахурская ГЭС (ГЭС-21)	2х1,0 и 1х1,6	3	3,6
44	Гиссаракская миниГЭС	1х3,5	1	3,5
45	Талигулян ГЭС-1 (ГЭС-1Б)	2х1,5	2	3
46	Ургутская ГЭС	6х0,5	6	3
47	Зарчобская МГЭС-1а	1х3,0	1	3
48	Зарчобская МГЭС-2а	1х3,0	1	3
49	Ахангаранская МГЭС	1х2,5	1	2,5
50	ЮФК ГЭС-1	1х2,2	1	2,2
51	Шахимарданская МГЭС	2х1,1	2	2,2
52	Эрташсайская ГЭС	2х1,016	2	2,032

53	Угамская МГЭС-3	1x1,7	1	1,7
54	Угамская МГЭС-2	1x1,6	1	1,6
55	Угамская МГЭС-1	1x1,5	1	1,5
56	Чорток микроГЭС	3x0,275	3	0,825
57	Микро ГЭС-10	2x0,4	2	0,8
58	Пастдаргамская микроГЭС	1x0,76	1	0,76
59	Микро ГЭС-8	2x0,36	2	0,72
60	Хонободская микро ГЭС (на ПК-37)	2x0,325	2	0,65
61	Кумкурганская микроГЭС	1x0,5	1	0,5
62	Микро ГЭС-4,5 при Талигулян ГЭС-2	2x0,23	2	0,46
63	Микро ГЭС-2,3 при Талигулян ГЭС-1	2x0,22	2	0,44
64	Вадилская микроГЭС	1x0,43	1	0,43
65	Алтинкулская микроГЭС	2x0,19	2	0,38
66	Янги арик микроГЭС	1x0,260	1	0,26
67	Самакская микроГЭС	1x0,25	1	0,25
68	Исфара микроГЭС	1x0,23	1	0,23
69	Микро ГЭС-1 при Иртишар ГЭС	1x0,22	1	0,22
70	Испайская микроГЭС	2x0,1	2	0,2
71	Заминская микро ГЭС	2x0,1	2	0,2
72	Завракская микроГЭС	1x0,2	1	0,2
73	МикроГЭС-2 Самарканд	1x0,82	1	0,82
74	МикроГЭС-3 Самарканд	1x0,64	1	0,64
75	Зарчоб ГЭС-3	2x8	2	16,00
76	Жиззах микроГЭС	1x0,55	1	0,55
77	Норин ГЭС-1	4x9,5	4	38,00
78	Қуйи Чотқол ГЭС	4x22,5	4	90,00
79	Бот-бот ГЭС	1x0,49	1	0,49
80	Арабанди ГЭС	1x0,38	1	0,38
81	Варганза ГЭС	1x0,3	1	0,30
82	ПК-85 микро ГЭС (чахпалак)	1x0,05	1	0,05
83	Сурхондарё кинетик микроГЭС	5x0,02	5	0,10
84	Қорақалпоқ кинетик микроГЭС - 5 шт	5x0,03	5	0,15
85	Наманган кинетик микроГЭС - 3 шт	3x0,1	3	0,27
86	МикроГЭСи	-	-	14,0
	Итого:			2416,597
Возобновляемые источники энергии				
1	«Кармана» ФЭС	100	-	100
2	«Тутли» ФЭС	100	-	100
3	«Иштихон» ФЭС	220	-	220
4	«Кукбулок» ФЭС	220	-	220
5	«Шерабад» ФЭС	457	-	457

6	«Чупан-ота» ФЭС	20	-	20
7	«Нишон» ФЭС	500	-	500
8	«Сахро» ФЭС	500	-	500
9	«Кук Булок» ФЭС	220	-	220
10	«Тошкент» ФЭС	200	-	200
11	«Поп-1» ФЭС	200	-	200
12	«Бука» ФЭС	263	-	263
13	«Олот» ФЭС	250	-	250
14	«Саримой» ФЭС	100	-	100
15	«Фориш» ФЭС	500		500
	Итого:			3850
1	«Джангелди» ВЭС	500	-	500
2	«Баш» ВЭС	500	-	500
3	«Баш-52» ВЭС	52	-	52
4	«Зарафшон» ВЭС	500	-	500
5	«Караузак» ВЭС	100	-	100
				1652
1	Прочие			223
Всего:				26327,597

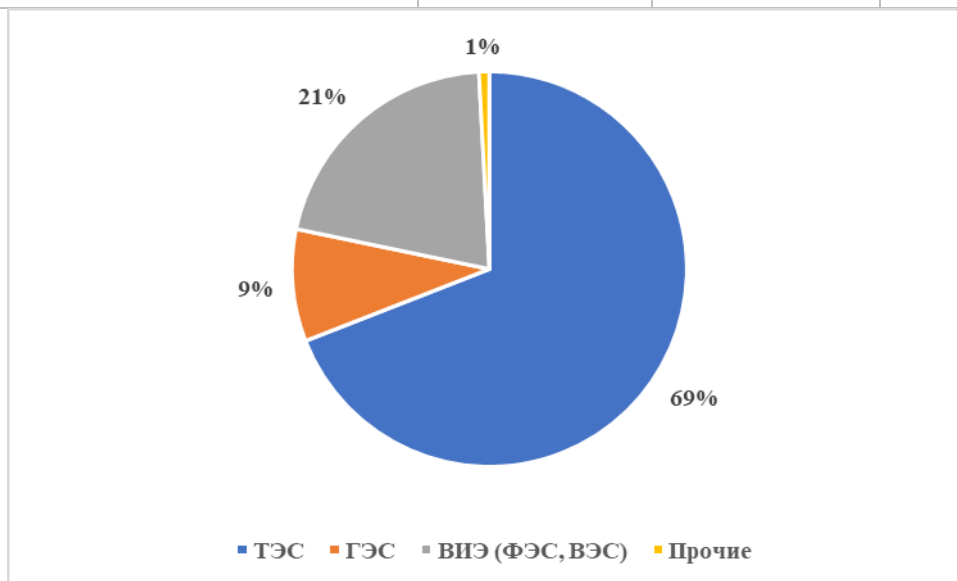


Рисунок 1 – Структура установленных мощностей Республики Узбекистан по состоянию на 01.01.2026

9.1.1. 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	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ввод в эксплуатацию энергетических мощностей (МВт)	-	650	501,3	370,2	613,5	1817,6	199,4	1497,4	2120	2659	2923,7
В т.ч. ТЭС	-	650	450	370	500	1634	50	1374	145	464	1000
ГЭС (выше 25 МВт)	-	-	45,5	-	-	63,9	38,2	-	-	30	128
ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	-	-	5,8	0,2	23,5	22,7	111,2	123,4	1957	1865	1298,7
Прочие (BESS)	-	-	-	-	90	97	-	-	-	300	497
Вывод из эксплуатации энергетических мощностей (МВт)	-	-	-	349	-	113,2	-	204	-	-	-
В т.ч. ТЭС	-	-	-	349	-	100	-	200	-	-	-
ГЭС (выше 25 МВт)											
ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)						13,2		4			
прочие											

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

Таблица 3 - Перечень введенных в эксплуатацию новых генерирующих мощностей в период 2024-2025 гг.

№	Наименование электростанций и генерирующих мощностей	Мощность (МВт)
2024 год		
1	«Иштихан» ФЭС	220
2	«Кук Булок» ФЭС	220
3	«Чупан Ота» ФЭС	25
4	«Тошкент» ФЭС	200
5	«Поп-1» ФЭС	200
6	«Джангелди» ВЭС	500
7	«Баш» ВЭС	500
8	«Тупалангская» ГЭС	+ 30
9	«Акса Талимаржон»	400
10	«Ташкент» ТЭЦ	+ 64
11	«Лочин» BESS	150
12	«Узбекистан» BESS	150
2025 год		

1	«Бука» ФЭС	263
2	«Олот» ФЭС	250
3	«Саримой» ФЭС	100
4	«Фориш» ФЭС	500
5	«Джангелди» ВЭС	500
6	«Баш-52» ВЭС	52
7	«Караузак» ВЭС	100
8	«Талимаржон» ИЭС ТРР 1	900
9	«ТЦ-4» CNTIC	100
10	«Микро ГЭС-2» Самарканд	0,82
11	«Микро ГЭС-3» Самарканд	0,64
12	«Зарчоб» ГЭС-3	16,00
13	«Жиззах микро» ГЭС	0,55
14	«Норин» ГЭС-1	38,00
15	«Қуйи Чотқол» ГЭС	90,00
16	«Бот-бот» ГЭС	0,49
17	«Арабанди» ГЭС	0,38
18	«Варганза» ГЭС	0,30
19	«ПК-85 микро» ГЭС (чахпалак)	0,05
20	«Сурхондарё кинетик» микро ГЭС	0,10
21	«Қорақалпоқ кинетик» микро ГЭС - 5 шт	0,15
22	«Наманган кинетик» микро ГЭС - 3 шт	0,27
23	«Микро» ГЭСи	14,0

9.2. Электрические сети

9.2.1. Системообразующий сетевой комплекс

Таблица 4 – Системообразующие ЛЭП и подстанции

№	Системообразующие ЛЭП		Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 750 кВ		-
2	ЛЭП напряжением 500 кВ		2 736
3	ЛЭП напряжением 220 кВ		8 986
4	ЛЭП напряжением 110 кВ		16 907
5	Всего		28 629
№	Системообразующие электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 750 кВ	-	-
2	ПС напряжением 500 кВ	8	8 842
3	ПС напряжением 220 кВ	78	22 110
	Всего	86	30 952

9.2.2. Распределительный электросетевой комплекс

Таблица 5 – Распределительные ЛЭП и подстанции

№	Распределительные ЛЭП		Общая протяженность (км)
1	ЛЭП напряжением 35 кВ		13 554
2	ЛЭП напряжением 10 кВ		88 850
3	ЛЭП напряжением 6 кВ		14 929
4	ЛЭП напряжением 0,4 кВ		155 726
№	Распределительные электрические подстанции	Количество (шт)	Трансформаторная мощность (МВА)
1	ПС напряжением 110 кВ	759	22 100
2	ПС напряжением 35кВ	1 097	7 840
3	ПС напряжением 6-10 кВ	101 417	21 209
4	Всего	103 273	51 149

9.2.3. Межгосударственные линии электропередачи

Таблица 6 - Межгосударственные линии 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	Ташкентская ТЭС – ПС «Шымкент»	500	111.6	12.7	1645
2	Узбекистан – Казахстан	Л-2-Ч	Ташкентская ТЭС – ПС «Шымкент»	220	117.4	14,58	342
3	Узбекистан – Казахстан	Л-2-Д	Ташкентская ТЭС – «Джилга» ПС	220	110.5	12.7	342
4	Узбекистан – Кыргызстан	Л-504	«Лочин» ПС - «Датка» ПС	500	92,7	54,8	1645
5	Узбекистан – Кыргызстан	Л-Кр-Ю	«Кристалл» ПС – «Юлдуз» ПС	220	64,5	46,6	301
6	Узбекистан – Кыргызстан	Л-Торобоев-лев, пр	«Торобоев» ПС – «Лочин» ПС	220	87,6	52,0	218
7	Узбекистан – Кыргызстан	Л-Фозилмон-1.2	«Фотон» ПС – «Фозилмон» ПС	220	59,3	35,9	218
8	Узбекистан – Кыргызстан	Л-Кр-К-1.2	«Кизилравот» ПС – «Кристалл» ПС	220	28.1	0.996	301
9	Узбекистан – Таджикистан	Л-507	«Гузор» ПС – «Регар» ПС	500	173.14	151.14	1645
10	Узбекистан – Таджикистан	Л-508	«Сурхон» ПС – «Регар» ПС	500	162.3	140.3	1645
11	Узбекистан – Таджикистан	Л-Р-Д	«Регар» ПС – «Денов» ПС	220	49,3	27,88	249
12	Узбекистан – Таджикистан	Л-Р-3	«Регар» ПС – «Зарчобская» ГЭС	220	52,3	32,5	249
13	Узбекистан – Туркменистан	Л-512	«Сердар» ПС – «Қаракўл» ПС	500	369,4	58,5	1645
14	Узбекистан – Туркменистан	Л-К-Ч	«Қаракуль» ПС - «Чоржуй» ПС	220	67.4	44,4	301
15	Узбекистан - Афганистан	Л-Ноибабад-1	«Сурхон» ПС – «Ноибобод»	220	150,0	43,3	249

			ПС				
16	Узбекистан - Афганистан	Л-Найбабад- 2	«Сурхон» ПС – «Найбобод» ПС	220	150,1	43,2	249

9.3. Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Таблица 7 – Основные технико-экономические показатели энергосистемы

Годы	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Производство ЭЭ (млрд кВт·ч)	59,1	60,3	60,7	62,8	63,6	66,4	71,3	74,3	78,0	81,5	84,8
В т.ч.	ТЭС	50,3	51,5	52,1	56,3	56,4	60,7	65,7	66,6	69,6	67,6
	ГЭС (выше 25 МВт)	6,1	6,1	7,2	5,2	5,8	4,2	4,2	5,5	5,9	8,1
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	0,7	0,7	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	1,4	1,6	4,9
	прочие	2,0	2,0	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6	0,8	0,9	0,9
Потребление ЭЭ (млрд кВт·ч)	57,8	58,8	60,1	62,8	65,1	69,1	74,8	77,2	79,7	82,6	84,4
Межгосударственный обмен ЭЭ (млрд кВт·ч)											
выдача (экспорт)	1,29	1,49	1,85	2,59	2,02	2,67	2,65	2,72	1,96	2,98	4,15
прием (импорт)	0	0	1,21	2,58	3,5	5,3	6,23	5,6	4,98	4,09	3,73
Установленная мощность (МВт)	12920,7	12920,7	13622	14072,2	14116,9	14780,1	16560,5	16729,9	20057,4	23269	26327,597
В т.ч.	ТЭС	11029	11029	11679	12129	12150	12650	14184	14234	16908	17316
	ГЭС (выше 25 МВт)	1637,2	1637,2	1682,7	1682,7	1682,7	1746,6	1787,0	1818,6	2233	2263
	ВИЭ (в т.ч. ГЭС 25 МВт и ниже)	218,5	218,5	224,3	224,5	248,2	257,5	366,5	454,2	962,7	3467
	прочие	36	36	36	36	36	126	223	223	223	223
Абсолютный максимум нагрузки (МВт)	8625	9074	9056	10220	10439	10809	11370	11604	12331	12459	12611
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	50,02
Расход ЭЭ на СН эл. станций (млрд.кВт·ч)	2,8	2,9	2,8	3,1	3,0	3,3	3,3	3,2	3,3	3,2	3,6
Расход ЭЭ на произв. нужды энергосистем (млрд.кВт·ч)	0,003	0,003	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,004	0,004
Расход ЭЭ на транспорт в сетях (млрд. кВт·ч)	8,5	8,9	9,9	9,2	9,3	9,7	11,4	11,3	11,6	11,2	9,98
Уд. расход топлива на отпуск ЭЭ (г/кВт·ч)	417,5	419,0	395,5	392,7	383,0	364,6	348,5	339,8	329,4	330,5	287,7
Уд. расход топлива на отпуск ТЭ (кг/Гкал)	374	375	353	354	345	335	319	313	307	297	196,88
Расход натурального топлива	Газ (млрд. м ³)	15,7	16,1	15,2	16,4	15,8	15,6	16,4	15,9	15,9	14,9
	Мазут (тыс. т)	59,7	103,6	148,6	154,8	204,4	429,0	336,8	446,3	594,1	745,0
	Уголь (млн. т)	3,1	3,2	3,3	3,3	3,6	4,4	4,5	4,9	5,1	5,0
Полезный отпуск ЭЭ (млрд. кВт·ч)	47,7	48,6	48,0	50,5	51,2	53,4	56,5	59,8	63,1	67,1	70,9

9.4. Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Таблица 8 – Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Производство электроэнергии (млн. кВтч)	7536	6835	7490	6553	6534	6563	7632	7113	6186	6748	7533	8109
Потребление электроэнергии (млн. кВтч)	7767	6955	6997	6000	6529	6812	7869	7261	6085	6363	7550	8174

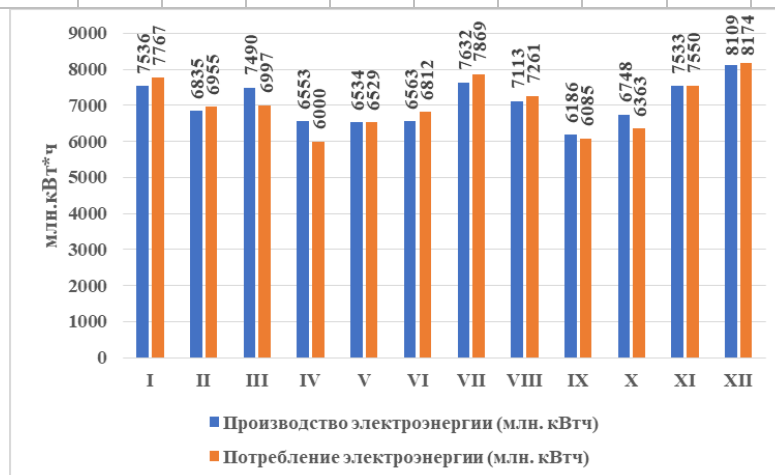


Рисунок 2 - Динамика месячного производства и потребления электроэнергии в 2025 году

9.5. Суточный график в день годового максимум нагрузки (22.12.2025 год)

Таблица 8 – Помесячное производство и потребление электроэнергии в 2025 году

Час	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Нагрузка (МВт)	10148	9816	9675	9559	9645	10068	11257	11496	11743	11143	11853	11539
Час	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Нагрузка (МВт)	11580	11388	11548	11989	12138	12611	12268	12067	12134	12018	11469	10658

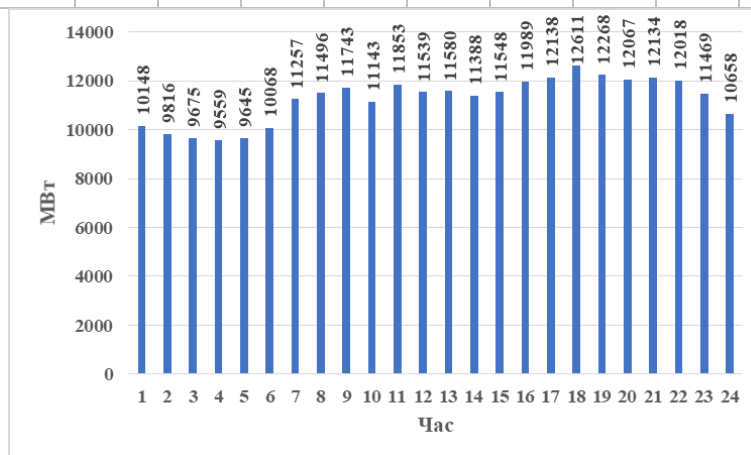


Рисунок 3 - Суточный график в день годового максимума нагрузки (22.12.2025 года)

10. Карта-схема электроэнергетической системы с перспективой ее развития

2025-2030 йилларда 220 кВ ЛИ МАГИСТРАЛ ЭЛЕКТР ТАРМОҚЛАРИНИ РИВОЖЛАНТИРИШ СХЕМАСИ

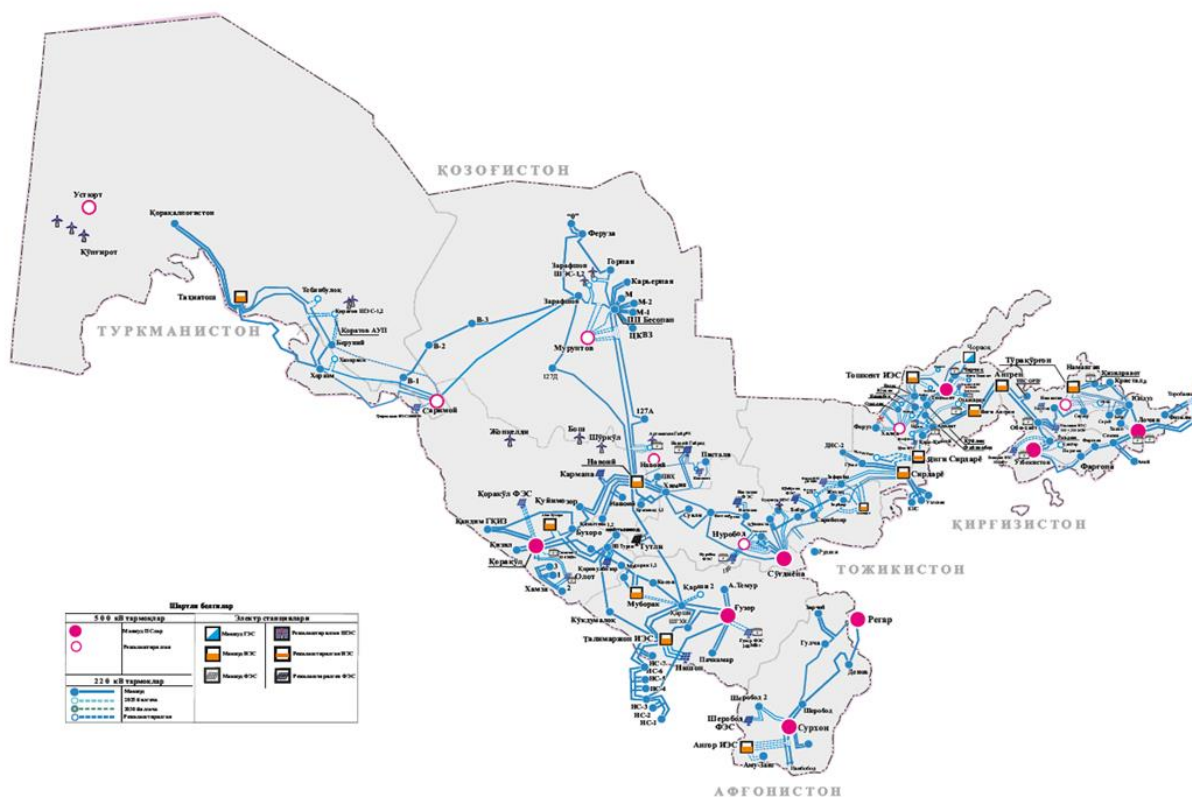


Рисунок 4 – Карта-схема электроэнергетической системы Республики Узбекистан с перспективой ее развития на 2025-2030 годы