

**Обзор опыта государств-участников СНГ
по разработке перспективных балансов
электрической энергии и мощности
энергосистем**

Оглавление.

1. Введение.
2. Перспективно-стратегическое планирование в электроэнергетике государств-участников СНГ
 - 2.1 Азербайджанская Республика
 - 2.2 Республика Армения
 - 2.3 Республика Беларусь
 - 2.4 Республика Казахстан
 - 2.5 Кыргызская Республика
 - 2.6 Республика Молдова
 - 2.7 Российская Федерация
 - 2.8 Республика Таджикистан
 - 2.9 Республика Узбекистан
3. Сравнение прогнозных балансов
 - 3.1 Сравнение по горизонту планирования
 - 3.2 Сравнение балансов стран по содержанию
4. Заключение

1. Введение.

В условиях развития мировых энергетических рынков в постоянно меняющейся технологической и экономической среде, учитывая высокую стоимость строительства объектов электроэнергетики и длительные сроки их финансирования и окупаемости, важное значение приобретает принятие скоординированных государствами-участниками СНГ решений в сфере долгосрочного планирования развития отрасли, как для обеспечения надежного гарантированного энергоснабжения потребителей, так и для обеспечения эффективного устойчивого энергетического развития энергосистем государств путем формирования оптимальных структур генерирующих мощностей и объектов электросетевого хозяйства.

Решением 55-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ, состоявшегося 25 октября 2019 года в г. Москве, по итогам рассмотрения информации ПАО «Интер РАО» «О перспективном балансе энергосистемы на период до 2035 года» (п.3 Повестки дня) Координационному совету по выполнению Стратегии взаимодействия и сотрудничества государств-участников СНГ в области электроэнергетики было поручено изучить опыт государств-участников СНГ по разработке перспективных балансов электрической энергии и мощности энергосистем и подготовить соответствующий обзор*.

Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ был разослан запрос в профильные министерства государств-участников СНГ о предоставлении отраслевых документов, содержащих долгосрочные прогнозы электроэнергии и мощности (письмо от 21.01.2020 №10). Были получены ответы от Министерства территориального управления и инфраструктур Республики Армения, ГПО «Белэнерго» Республики Беларусь, ГП «Moldelectrica» Республики Молдова, Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан и Министерства энергетики Республики Узбекистан. На основании информации, предоставленной в письмах, а также информации от российских представителей в Координационном совете и при поддержке Системного оператора Республики Армения был подготовлен «Обзор опыта государств-участников СНГ по разработке перспективных балансов электрической энергии и мощности энергосистем» (далее – Обзор). Информация по Азербайджанской Республике, Республике Казахстан и Кыргызской Республике взята из открытых источников, в т.ч. сборника «Электроэнергетика СНГ 2007-2017», подготовленного Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ в 2019 г.

В разделе 2. «Перспективно-стратегическое планирование в электроэнергетике государств-участников СНГ» приведены основные цифры и факты из предоставленных странами документов.

В разделе 3. «Сравнение прогнозных балансов» представлены таблицы для сравнения прогнозных балансов государств-участников СНГ по горизонту планирования и содержанию. Комментарии содержатся в разделе 2 в пунктах «Особенности прогнозных балансов» к каждой стране и в разделе 5.

**Азербайджанская Республика не участвует в настоящем Решении.
Республика Молдова воздерживается от принятия настоящего Решения.*

2. Перспективно-стратегическое планирование в электроэнергетике государств-участников СНГ

2.1. Азербайджанская Республика.

Указом Президента Азербайджанской Республики от 6 декабря 2016 года №1138 были утверждены стратегические дорожные карты по национальной экономике и основным секторам экономики (на азербайджанском языке).

Стратегические дорожные карты включают Стратегию экономического развития и План мероприятий на 2017-2020 годы, долгосрочный взгляд на период до 2025 года и целевой взгляд на период после 2025 года.

На 2017-2030 годы составлен прогноз развития энергетического сектора Азербайджанской Республики, где предусмотрен ежегодный рост потребления электроэнергии на уровне 4%.

Одной из составляющей стратегической дорожной карты является «Стратегическая дорожная карта развития коммунальных услуг (электрическая и тепловая энергия, вода и газ) в Азербайджанской Республике».

Азербайджанская Республика не участвовала в решении ЭЭС СНГ, содержащем поручение Координационному Совету изучить опыт государств-участников СНГ по разработке перспективных балансов электрической энергии и мощности энергосистем. В настоящее время никакой информации официально не получено.

2.2. Республика Армения

1. Правительством Республики Армения в 2016 г. были одобрены «Концепция развития гидроэнергетики Республики Армения» и «Инвестиционная программа строительства солнечных фотовольтаических станций».

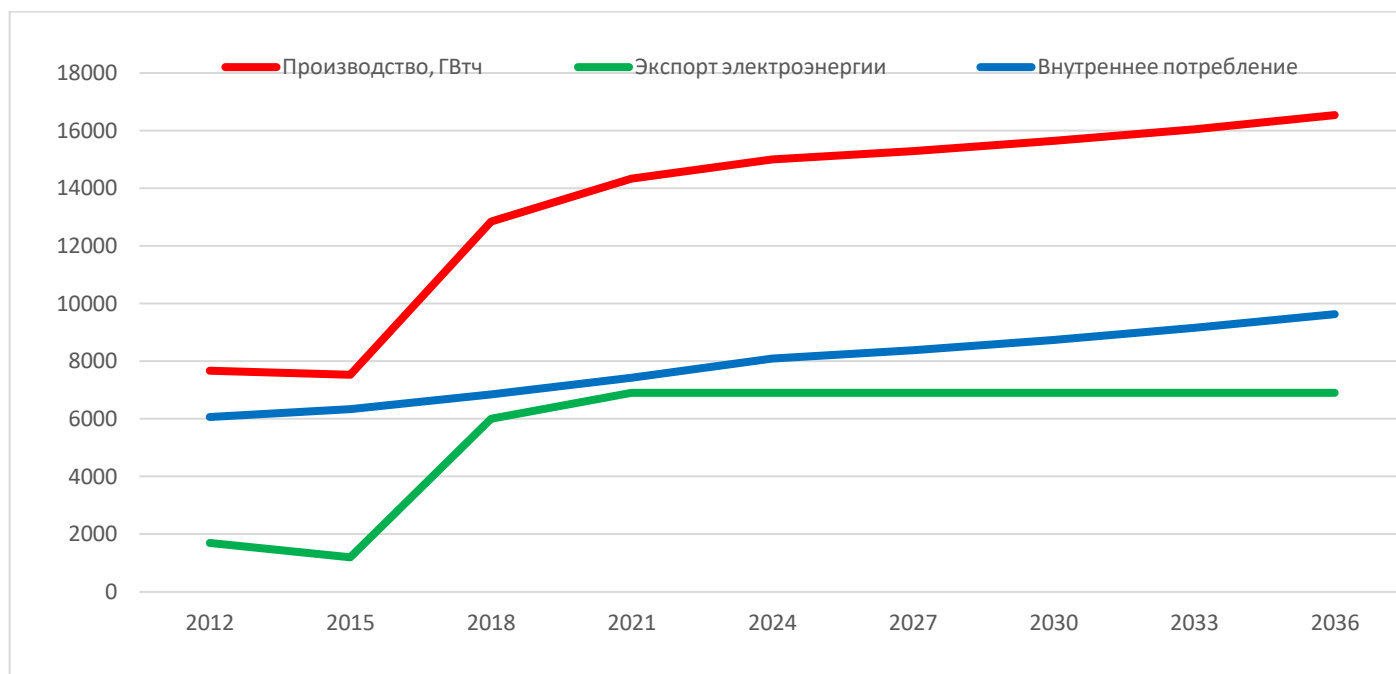
2. ЗАО «Оператор электроэнергетической системы» утвердил в конце 2019 г. «Программу развития сети передачи электроэнергетической системы Республики Армении» на ближайшие 10 лет.

3. Правительством Республики Армения разработана Долгосрочная программа развития энергетики «Пути долгосрочного развития сферы энергетики Армении (до 2036 года)». В этом документе рассматривается основной базовый сценарий со следующими условиями:

- Продление срока службы ядерного блока до 2027 г., ввод нового блока мощностью 1000 МВт с 2027 г.;
- Выполнение до 2026 г. условий межгосударственного соглашения об обмене газом и электроэнергией между Ираном и Арменией, в случае экономической эффективности его дальнейшее соблюдение;
- Развитие генерирующих мощностей - строительство малых ГЭС общей мощностью до 150 МВт до 2021 г., ввод в эксплуатацию ГЭС средней мощности (Лорибердская – 66 МВт, Шнох – 70 МВт), вывод из эксплуатации блоков 1-4 Разданской ТЭС, и др.
- Реализация потенциала ВИЭ в части солнечных фотовольтаических, ветровых и геотермальных электростанций;
- Реализация межгосударственных интеграционных проектов – строительство новых сетевых объектов для увеличения пропускной способности ЛЭП между Арменией и Ираном и Арменией и Грузией;
- Модернизация существующих объектов сетевой инфраструктуры и ввод в эксплуатацию новых;
- Реформы в сфере электроэнергетики, такие как либерализация рынка электроэнергии, внедрение новых механизмов, обеспечивающих региональную интеграцию: транзит, балансирование, предоставление системных услуг, аварийное электроснабжение и др.

Прогноз производства электроэнергии до 2036 г., ГВтч.

Электростанция	2012	2015	2018	2021	2024	2027	2030	2033	2036
Раздан-5	892	1415	3276	2400	2859		36	14	79
Раздан ТЭС 1-4 блоки	740		1						
Новая ЭКПЦ 200 (электростанция комбинированного парового цикла)				1754	1754	901	1047	877	1166
Новая ЭКПЦ 400			3189	3189	3189	1799	1829	1508	1506
Ереванская ЭКПЦ	1614	1638	1638	1638	1638	1638	1638	1638	1638
Лорибердская ГЭС				208	208	208	208	208	208
Мегринская ГЭС								797	797
Новые малые ГЭС		220	441	544	544	544	544	544	544
Севан-Разданский каскад	633	472	472	472	472	472	472	472	472
Шнох ГЭС				270	270	270	270	270	270
Малые ГЭС	558	558	558	558	558	558	558	558	558
Воротанский каскад ГЭС	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119	1119
Армянская АЭС	2106	2106							
Продление деятельности действующей ААЭС			2106	2106	2106				
Новый ВВЭР -1000 ядерный блок						7505	7505	7505	7505
Новые геотермальные станции					194	194	194	194	194
Лори ВЭС	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Новые ВЭС							132	264	395
Солнечная ФВС			41	83	83	83	83	83	83
Экспорт	-1696	-1201	-6004	-6905	-6905	-6905	-6905	-6905	-6905
Импорт	98								
Внутреннее потребление	6067	6331	6841	7439	8093	8391	8734	9150	9634
Итого	7665	7531	12844	14344	14997	15294	15638	16054	16537



Прогноз располагаемой мощности до 2036 г.

Электростанция, МВт	2012	2015	2018	2021	2024	2027	2030	2033	2036
Раздан-5	440	440	440	440	440	440	440	440	440
Раздан ТЭС 1-4 блоки	370	370	370						
Новая ЭКПЦ 200 (электростанция комбинированного парового цикла)				220	220	220	220	220	220
Новая ЭКПЦ 400			400	400	400	400	400	400	400
Ереванская ЭКПЦ	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Лорибердская ГЭС				66	66	66	66	66	66
Мегринская ГЭС								130	130
Новые малые ГЭС		60	120	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1	148,1
Севан-Разданский каскад	550	550	550	550	550	550	550	550	550
Шнох ГЭС				70	70	70	70	70	70
Малые ГЭС	221,8	221,8	221,8	221,8	221,8	221,8	221,8	221,8	221,8
Воротанский каскад ГЭС	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Армянская АЭС	385	385							
Продление деятельности действующей ААЭС			385	385	385				
Новый ВВЭР -1000 ядерный блок						1028	1028	1028	1028
Новые геотермальные станции					30	30	30	30	30
Лори ВЭС	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
Новые ВЭС							50	100	150
Солнечная ФВС			20	40	40	40	40	40	40
Итого	2589,4	2649,4	3129,4	3163,5	3193,5	3836,5	3886,5	4066,5	4116,5

2.3. Республика Беларусь

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

Концепция является механизмом реализации положений Концепции энергетической безопасности, утвержденной постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 29.12.2015 № 1084, и описывает базовый сценарий развития Объединенной энергетической системы.

Прогноз баланса производства-потребления электрической энергии по базовому сценарию Республики Беларусь до 2030 года с ретроспективными значениями и перспективными пятилетними значениями, учитывающий факторы изменения электропотребления и прогнозируемое распределение объемов производства электрической энергии, представлен в таблице 2.3.1.

К основным факторам, которые могут влиять на уровень конечного электропотребления, могут быть отнесены темпы роста ВВП и структурные трансформации в экономике.

Показатели роста потребления электрической энергии по новым производствам определены в межотраслевом комплексе мер по увеличению потребления электроэнергии до 2025 года, утвержденном постановлением Совета Министров Республики Беларусь от 06.08.2018 № 579. Учет объемов дополнительного потребления целесообразно осуществлять в абсолютных значениях роста конечного электропотребления.

Дополнительными влияющими факторами могут являться:

использование электромобилей, электробусов и электрификация железнодорожного транспорта;

вероятность международных дискриминационных мер, ограничивающих доступ к зарубежным технологиям, ноу-хау, финансовым ресурсам, что в свою очередь ограничивает доступ к энергоэффективным технологиям и оборудованию;

колебания цен на энергетические ресурсы, от которых зависят объемы реализации энергоэффективных мероприятий и возможные объемы экспорта электрической энергии;

объем перекрестного субсидирования в тарифах на электроэнергию.

В период 2016-2020 гг. основным документом среднесрочного планирования в электроэнергетике, охватывающим вопросы развития генерирующих мощностей и сетевой инфраструктуры, а также оценку динамики потребления электроэнергии и мощности (в разрезе по годам), является Отраслевая программа развития электроэнергетики на 2016-2020 годы, утвержденная постановлением Министерства энергетики от 31.03.2016 № 8.

В 2020 году начата разработка программы комплексной модернизации производств энергетической сферы на 2021-2025 годы.

Ключевыми данными для разработки указанных документов являются перспективные и фактические параметры социально-экономического развития и энергетической безопасности, статистическая информация, показатели износа основных производственных фондов энергосистемы, заявки на технологическое присоединение к сетям, обращения организаций и облисполкомов о реализации инвестиционных проектов, отчеты энергоснабжающих организаций о результатах реализации мероприятий, запланированных в отчетном периоде, анализ внешнеэкономических и внешнеполитических связей.

Таблица 2.3.1. Прогноз баланса производства-потребления электрической энергии по базовому сценарию Республики Беларусь до 2030 года, млн. кВт·ч

№ п/п	Показатель	Факт						Прогноз		
		2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
1.	Производство	34756	34082	33318	34344	38784	40264	39732	43734	47206
1.1.	ГПО «Белэнерго», в т.ч.:	32497	30606	30040	30506	34827	35944	34529	38521	41305
1.1.1.	КЭС	18397	16146	14924	15587	18986	20732	16454	4636	5784
1.1.2.	ТЭЦ	14071	14368	14988	14520	15524	14862	15074	14235	15871
1.1.3.	ВИЭ	29	92	128	399	317	350	378	405	405
1.1.4.	АЭС	–	–	–	–	–	–	2623	19245	19245
1.2.	Блок-станции, в т.ч.:	2259	3476	3278	3838	3957	4320	5203	5213	5901
1.2.1.	ископаемые виды	2163	3272	3028	3487	3560	3778	4397	4171	4206
1.2.2.	ВИЭ	96	204	250	351	397	542	806	1070	1695
2.	Импорт	2971	2816	3181	2733	50	32	0	0	0
3.	Экспорт	271	194	160	148	1040	2370	0	0	0
4.	Потребление, в т.ч.:	37456	36704	36339	36929	37794	37926	39732	43734	47206
4.1.	полезный отпуск потребителям, в т.ч.:	29295	28504	28466	28631	29183	29120	29615	31512	34752
4.1.1	реальному сектору экономики	22938	21555	21546	21880	22457	22478	22875	24515	27079
4.1.2.	населению	6357	6949	6920	6751	6726	6642	6740	6997	7673
4.2.	потребление в энергосистеме, в т.ч.:	6409	5424	5360	5393	5461	5330	6115	8553	8785
4.2.1.	электрокотлами на производство тепловой энергии	–	–	–	–	–	1	362	1772	1772
4.2.2.	собственные нужды БАЭС	–	–	–	–	–	–	188	1376	1376
4.2.3.	технологические нужны генерации и сетей	6409	5424	5360	5393	5461	5329	5377	4029	4261
4.3.	собственные нужды организаций-владельцев блок-станций	1885	2776	2513	2905	3150	3613	4002	3669	3669
5.	Пиковая мощность, МВт	6241	5709	5644	5779	6001	5969	6100	6300	6500

В целях покрытия максимальных нагрузок в энергосистеме после ввода Белорусской АЭС определены базовые сценарии участия генерирующего оборудования в отопительный и межотопительный периоды и спрогнозирован баланс установленных мощностей основных энергоисточников организаций ГПО «Белэнерго» до 2030 года (таблица 2.3.2).

Таблица 2.3.2. Прогноз суммарной установленной мощности энергоисточников организаций ГПО «Белэнерго» до 2030 года

№ п/п	Генерирующий источник	Установленная мощность на 1 января, МВт			
		2019	2022	2025	2030
1.	Белорусская АЭС	–	2400,0	2400,0	2400,0
2.	Лукомльская ГРЭС	2889,5	3039,5	2739,5	2739,5
3.	Березовская ГРЭС	1095,1	1345,1	915,1	915,1
4.	ТЭЦ-5	719,6	1019,6	699,6	699,6
5.	Минская ТЭЦ-4	1035,0	1035,0	1055,0	1055,0
6.	Минская ТЭЦ-3	442,0	497,0	497,0	497,0
7.	Минская ТЭЦ-2	94,0	65,0	65,0	65,0
8.	Новополоцкая ТЭЦ	270,0	370,0	260,0	210,0
9.	Могилевская ТЭЦ-2	347,3	297,3	297,3	297,3
10.	Гродненская ТЭЦ-2	302,5	312,5	312,5	312,5
11.	Бобруйская ТЭЦ-2	182,6	182,6	182,6	182,6
12.	Мозырская ТЭЦ	205,0	205,0	205,0	205,0
13.	Гомельская ТЭЦ-2	544,0	544,0	544,0	544,0
14.	Светлогорская ТЭЦ	155,0	155,0	140,0	110,0
15.	Витебская ТЭЦ	80,0	80,0	80,0	80,0
16.	Жодинская ТЭЦ	54,0	54,0	54,0	54,0
17.	Оршанская ТЭЦ	79,8	79,8	79,8	79,8
18.	Борисовская ТЭЦ	65,0	65,0	65,0	65,0
19.	ТЭЦ менее 50 МВт и др.	280,2	292,2	310,2	310,2
20.	ВИЭ	97,8	97,8	97,8	127,8
Итого по организациям ГПО «Белэнерго»		8938,4	12136,4	10999,4	10949,4

2.4. Республика Казахстан

В соответствии со статьей 15-1 Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике» Системный оператор ежегодно разрабатывает прогнозный баланс электрической энергии и мощности на предстоящий семилетний период.

При разработке прогнозных балансов используются данные, предоставленные собственниками электростанций, промышленными потребителями, региональными электросетевыми компаниями, данные акиматов городов и областей, Комитета по статистике МНЭ и др.

В прогнозном балансе по генерации учитывается развитие существующих электростанций, фактические и предполагаемые разрывы мощности, выбытие оборудования, замещение оборудования и расширение, принимаемые по данным собственников электростанций, а также вводы новых электростанций.

В прогнозном балансе мощности учитывается нормируемый в соответствии с «Электросетевыми правилами РК» резерв мощности:

- первичный - 2,5% от располагаемой мощности электростанций;
- вторичный резерв - не ниже мощности самого крупного агрегата или отклонения до 8% от текущего потребления.

В балансе мощности отдельно указывается величина неиспользуемой мощности электростанций, использующих ВИЭ, и электростанций нефтегазового сектора. Указанные электростанции участвуют в покрытии нагрузок ЕЭС Казахстана частично:

- мощность электростанций нефтегазового сектора частично не учитывается в связи с тем, что данные электростанции работают на самобалансирование собственных потребителей;

- мощность СЭС не учитывается в связи с тем, что СЭС не участвуют в вечернем максимуме нагрузок;

- мощность ВЭС учитывается в объеме 20% от располагаемой мощности в соответствии с «Правилами разработки прогнозных балансов электрической энергии и мощности» (утв. Приказом МЭ РК от 03.12.2015, далее - Правила);

- мощность малых (бесплотинных) ГЭС учитывается в прогнозном балансе в объеме 30% от располагаемой мощности в соответствии с Правилами.

Дефициты/избытки мощности определяются как разница нагрузки и располагаемой мощности на электростанциях с учетом:

запланированного выбытия генерирующего оборудования существующих электростанций;

модернизации, техперевооружения и расширения генерирующего оборудования существующих электростанций;

вводов новых электростанций;

необходимого нормативного резерва мощности;

неиспользуемой мощности электростанций.

Потребность в мощности включает в себя максимальную мощность потребления плюс необходимые первичный и вторичный резервы мощности, величина которых определена в соответствии с «Электросетевыми правилами».

Разработанный прогнозный баланс электрической энергии и мощности на семилетний период Системный оператор к 15 октября направляет в уполномоченный орган для утверждения.

По разработанному прогнозному балансу в обязательном порядке получается экспертное заключение Совета рынка.

Утвержденный прогнозный баланс электрической энергии и мощности на предстоящий семилетний период размещается на интернет-ресурсах уполномоченного органа и системного оператора.

Утвержденные прогнозные балансы электроэнергии и мощности.

Прогнозный баланс электрической энергии Единой электроэнергетической системы Республики Казахстан в период 2020-2026 годы

млрд. кВт·ч

№	Наименование	прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
1.	Потребление электроэнергии	108,8	110,7	112,7	114,5	118,0	120,8	124,1
2.	Производство электроэнергии	113,8	113,5	116,1	120,9	123,5	128,1	128,5
3.	Существующие станции	103,9	101,5	100,5	100,0	100,2	98,9	98,9
4.	Планируемые	9,9	12,0	15,6	20,8	23,3	29,2	29,6
5.	в том числе ВИЭ	3,6	5,0	5,5	5,6	5,6	5,6	5,6
6.	Дефицит (+), избыток (-)	-5,0	-2,8	-3,4	-6,3	-5,5	-7,3	-4,4

Прогнозный баланс электрической мощности Единой электроэнергетической системы Республики Казахстан на час совмещенного максимума нагрузок в период на 2020-2026 годы

МВт

№	Наименование	прогноз						
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
1	Потребность	17 375	17 511	17 805	18 346	18 937	19 498	20 046
1.1	Максимальная электрическая нагрузка	15 619	15 750	16 019	16 501	17 040	17 545	18 053
1.2	Необходимый резерв мощности	1 756	1 761	1 786	1 844	1 897	1 952	1 993
2	Генерация (располагаемая мощность)	18 168	17 991	18 176	18 906	19 288	20 603	20 658
2.1	Существующие электростанции	17 005	16 637	16 508	16 413	16 417	16 106	16 109
2.2	Реконструкция, расширение	734	841	1 091	1 797	2 154	3 020	3 070
2.3	Вводы новых станций, с учетом неиспользуемой мощности	429	513	577	697	718	1 478	1 479
3	Дефицит (+), избыток (-) без учета необходимого резерва	-2 549	-2 241	-2 157	-2 405	-2 248	-3 058	-2 604
4	Дефицит (+), избыток (-) с учетом необходимого резерва	-793	-480	-370	-560	-351	-1 106	-612

2.5. Кыргызская Республика

Постановлением Правительства Кыргызской Республики от 13 февраля 2008 года № 47 одобрена Стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 года.

Постановлением Жогорку Кенеша Кыргызской Республики от 25 августа 2017 года № 1836-V утверждена Программа Правительства Кыргызской Республики «Жаны доорго кырк кадам 2018-2023», состоящая из трех основных направлений – обеспечение экономического благосостояния населения, социального благополучия, безопасной и благоприятной среды, а также продвижение высокотехнологичных проектов по цифровой трансформации и построение открытого и прозрачного государства.

В рамках действующих национальных документов активно ведется комплексная работа как по модернизации существующего оборудования, так и по строительству новых энергообъектов.

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

2.6. Республика Молдова

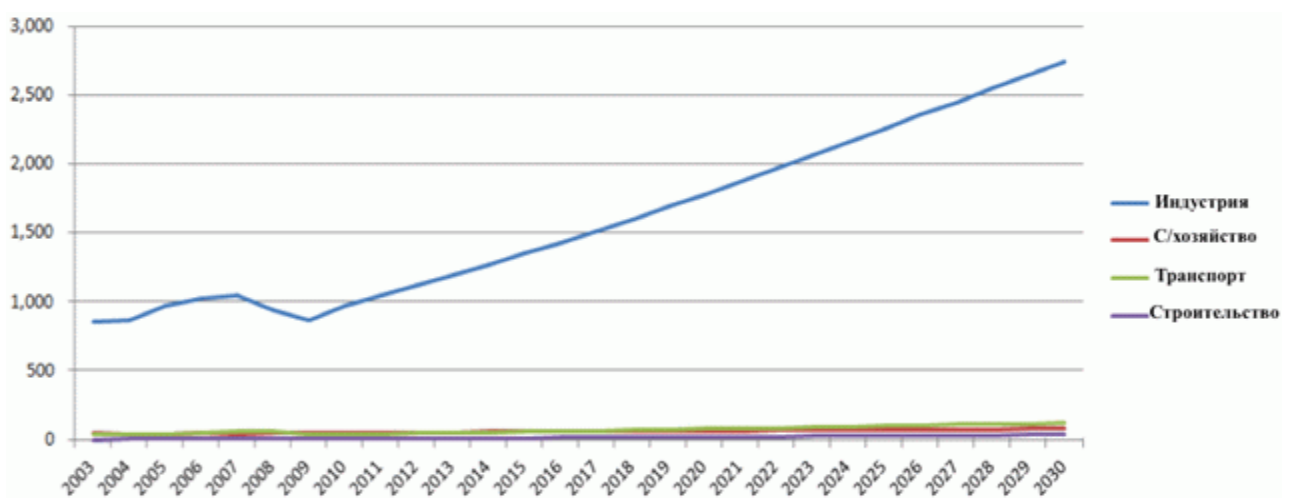
1. Постановлением Правительства Республики Молдова в 2013 г. утверждена Энергетическая стратегия Республики Молдова до 2030 года.

В Стратегии выделены приоритетные проблемы страны, определены стратегические задачи на период с 2013 по 2030 год, специфические стратегические задачи на промежуточные отрезки времени (2013-2020 годы и 2021-2030 годы), предусмотрены меры по их внедрению.

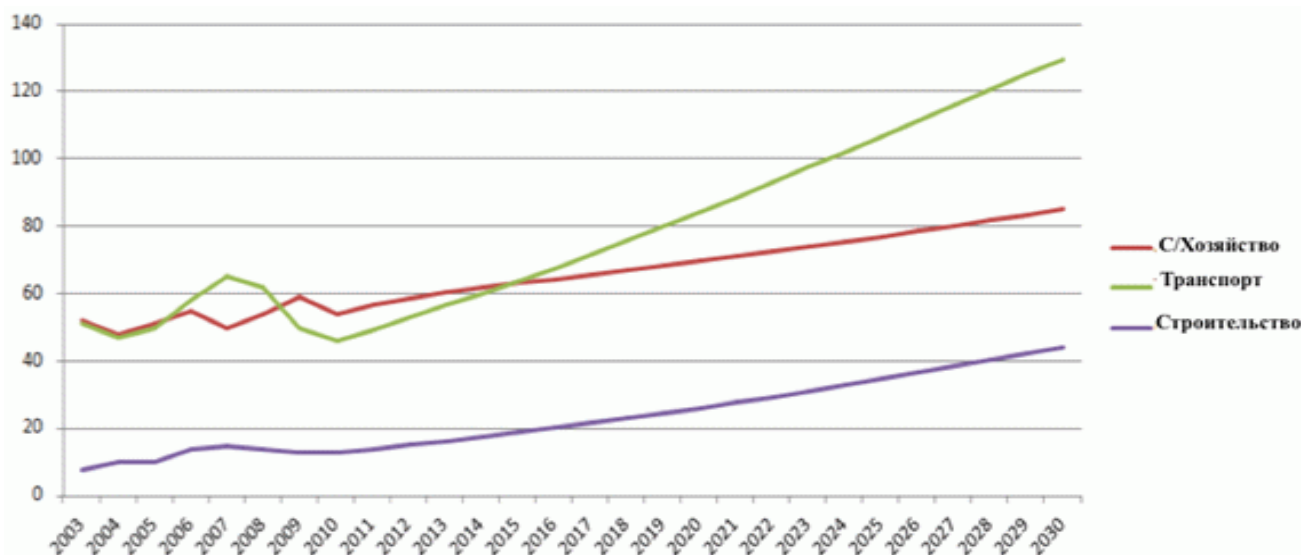
При разработке документа использованы данные Статистической службы Европейского Союза (EUROSTAT), Главного управления Европейской комиссии по энергетике, данные Национального бюро статистики, Национального агентства по регулированию в энергетике, АО «Moldovagaz», ГП «Moldelectrica».

На период 2021-2030 годы особо выделены следующие факторы и цели:

- технология улавливания и хранения углерода как фактор положительного воздействия на технологии по генерированию электрической энергии;
- интеллектуальная сеть технологий и оборудования – новый стандарт электроэнергетики, который сможет сильно изменить существующие подходы к технологиям и энергетическому балансу системы;
- консолидация роли Республики Молдова в качестве транзитного коридора для электрической энергии путем строительства новых линий по объединению электрических сетей и подключения к системе ENTSO-E, а также консолидации внутренней транспортной сети электрической энергии;
- создание устойчивой платформы по генерированию электрической и тепловой энергии путем обновления технологий, эффективного центрального отопления и передового маркетинга;
- улучшение энергоэффективности и рост использования ВИЭ;
- обеспечение законодательной, организационной и операционной базы для реальной конкуренции, фактическое открытие рынка, прозрачное и справедливое установление цены на энергию, интеграция энергетического рынка Республики Молдова и внутреннего рынка ЕС.



Потребление энергии по основным секторам до 2030 года, млн. кВт.час



Потребление энергии по основным секторам до 2030 года (без промышленности)

Потребление электроэнергии в 2021-2030 гг., по секторам

Описание показателя	Единица измерения	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Всего потреблено, включая:	млн.кВт.час	5829,6	6115,8	6415	6699,3	6996,1	7306,2	7594	7894,1	8206	8490,8
промышленность	млн.кВт.час	1796	1885,7	1980	2069,1	2162,2	2259,5	2350	2443,9	2541,6	2630,6
сельское хозяйство	млн.кВт.час	84	86	87	89	91	93	94	96	98	100
строительство	млн.кВт.час	27,7	29,4	31,1	32,9	34,7	36,6	38,4	40,4	42,4	44,3
транспорт	млн.кВт.час	88,5	93	97,6	102	106,6	111,4	115,9	120,5	125,3	129,7
население	млн.кВт.час	2683,4	2815,2	2953,5	3084,4	3221,1	3364	3497	3635,3	3779,1	3910,3
другие секторы	млн.кВт.час	1150	1206,5	1265,8	1321,9	1380,5	1441,7	1498,7	1558	1619,6	1675,9
Потребление всего на душу населения	кВт/час.чел.	1716,0	1810,7	1910,8	2007,4	2108,9	2215,6	2317,1	2423,33	2534,6	2638,7

2.7. Российская Федерация

Применяемая в настоящее время в Российской Федерации система планирования перспективного развития электроэнергетического комплекса строится на взаимной увязке процессов прогнозирования, осуществляемых на различных уровнях планирования, начиная от федерального – выработки государственной энергетической стратегии и программы развития отрасли на основе прогнозов социального-экономического развития страны, разрабатываемых Министерством экономического развития Российской Федерации (Минэкономразвития России), и заканчивая уровнем субъектов Российской Федерации – утверждением схем и программ развития субъектов Российской Федерации, инвестиционных программ субъектов электроэнергетики.

Многоуровневый характер системы прогнозирования развития электроэнергетического комплекса Российской Федерации предполагает синхронизацию построения прогнозов на всех уровнях планирования. Система перспективного планирования Российской Федерации охватывает различные горизонты планирования и представлена несколькими документами, отличающимися глубиной и степенью детализации прогнозируемых параметров (см. рис. 2.7.1).

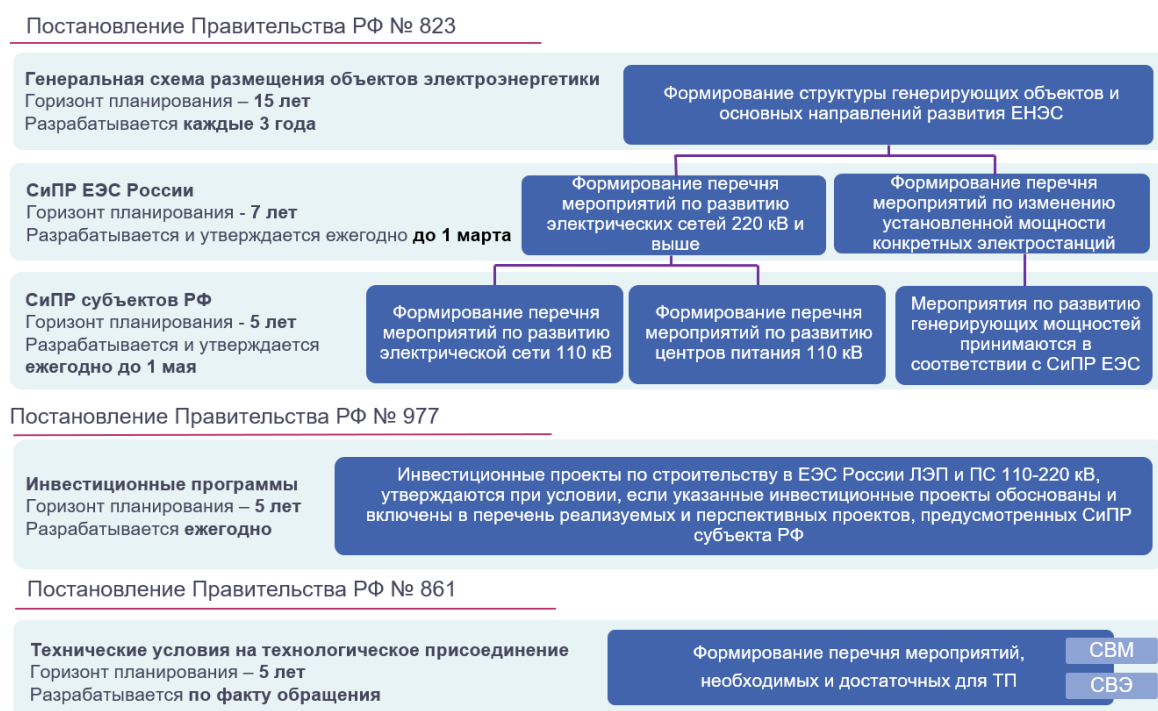


Рис.2.7.1. Система инвестиционного и перспективного планирования в электроэнергетике Российской Федерации.

Ниже представлена классификация документов системы перспективного планирования развития электроэнергетического комплекса Российской Федерации с кратким описанием содержания, целей и решаемых задач, указанием нормативного акта, регламентирующего порядок разработки конкретного документа, ответственных за разработку и утверждение документа, а также периодичности и сроков утверждения.

2.7.1. Среднесрочное планирование

2.7.1.1. Схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации разрабатываются на 5-летний период органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации при участии системного оператора (АО «СО ЕЭС») и территориальных сетевых организаций и утверждаются ежегодно до 1 мая высшим должностным лицом субъекта Российской Федерации.

В соответствии с пунктами 25-34 постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» разработка данного документа выполняется на основании:

- а) схемы и программы развития ЕЭС России;
- б) прогноза спроса на э/э и мощность, разрабатываемого по субъектам Российской Федерации (региональным энергосистемам) и основным крупным узлам нагрузки, расположенным на территории субъекта;
- в) с учетом сведений о планируемом на рассматриваемом 5-ти летнем периоде технологическом присоединении энергопринимающих устройств потребителей, расположенных на территории субъекта Российской Федерации, к электрическим сетям;
- г) с учетом предложений АО «СО ЕЭС», территориальных сетевых организаций и органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации по развитию распределительных сетей и объектов генерации;
- д) с учетом предложений субъектов оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах.

Системный оператор (субъекты оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) осуществляет согласование схем и программ развития электроэнергетики регионов в части прогноза потребления электроэнергии и мощности в энергосистемах (отдельных энергорайонах), а также мероприятий по развитию электрических сетей 110 кВ и выше.

2.7.1.2. Схема и программа развития Единой энергетической системы России разрабатываются на 7-летний период системным оператором совместно с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ПАО «ФСК ЕЭС») на базе среднесрочного прогноза спроса и утверждаются Минэнерго России ежегодно до 1 марта.

В соответствии с пунктами 16-24 постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» источниками данных для разработки данного документа являются:

- а) предложения АО «СО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС» о местах размещения электрических станций и сетей;
- б) программы социально-экономического развития субъектов Российской Федерации на среднесрочную перспективу в части электроэнергетики;
- в) перечень объектов по производству электрической энергии, вводимых в эксплуатацию;
- г) утвержденные инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций;
- д) утвержденные схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации;
- е) ежегодный отчет системного оператора о функционировании ЕЭС России;
- ж) данные о результатах контроля реализации инвестиционных программ субъектов электроэнергетики;

з) предложения органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации о перечне и размещении объектов электроэнергетики на территории субъектов Российской Федерации;

и) информация, представляемая органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и потребителями электрической энергии о планируемых инвестиционных проектах на территории субъектов Российской Федерации, их присоединяемой мощности, сроках ввода в эксплуатацию, местах расположения;

к) информация о прогнозе потребления электрической энергии и мощности крупных энергоемких потребителей с присоединенной мощностью свыше 50 МВт;

л) утвержденные требования по обеспечению надежного и безопасного функционирования электроэнергетических систем и электроснабжения потребителей;

м) данные о планах строительства объектов электроэнергетики, об их перечне, о сроках, местах расположения, вводимой мощности, используемого топлива, включенных в долгосрочные целевые программы, федеральные адресные инвестиционные программы, ведомственные целевые программы, программу деятельности Государственной корпорации по атомной энергии "Росатом" (ГК "Росатом") на среднесрочный период.

Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019–2025 годы (далее – СиПР 2019-2025) утверждены приказом Минэнерго России от 28 февраля 2019 г. № 174 и размещены на официальном сайте Минэнерго России по ссылке: <https://minenergo.gov.ru/node/14828>.

2.7.1.3. Инвестиционные программы акционерных обществ, генерирующих и электросетевых компаний утверждаются уполномоченным федеральным органом исполнительной власти и (или) органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации. В частности, утверждаются инвестиционные программы АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «РусГидро», ПАО «ФСК ЕЭС», МРСК, территориальных сетевых организаций и др.

2.7.2. Долгосрочное стратегическое планирование.

2.7.2.1. К отраслевым документам долгосрочного стратегического планирования в электроэнергетике Российской Федерации можно отнести энергетические стратегии России, утверждаемые Правительством Российской Федерации.

28 июня 2014 г. принят Федеральный закон № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации», регламентирующий порядок разработки документов долгосрочного стратегического планирования в Российской Федерации.

9 июня 2020 г. распоряжением Правительства Российской Федерации № 1523-р утверждена Энергетическая стратегия России на период до 2035 года (далее – ЭСР-2035).

Разработка проекта ЭСР-2035 началась во II половине 2013 г. во исполнение поручения Президента Российской Федерации от 6 июля 2013 г. № Пр-1471 «О корректировке Энергетической стратегии России на период до 2030 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 г. № 1715-р».

В утвержденной ЭСР-2035 отмечено, что в Российской Федерации в целом сформирован и успешно функционирует рынок электрической энергии и мощности. В 2015 году внесены изменения в модель конкурентного отбора мощности, с 2019 года конкурентный отбор мощности проводится на 6 лет вперед, что позволяет участникам оптового рынка электрической энергии (мощности) прогнозировать финансовые потоки в долгосрочной перспективе. Кроме того, проведение долгосрочных конкурентных отборов мощности обеспечивает оптимизацию операционных и инвестиционных затрат в отрасли, а также стимулирует генерирующие организации выводить неэффективное генерирующее

оборудование из эксплуатации. С 2019 года введен новый механизм обновления и модернизации существующих тепловых электростанций на период до 2031 года.

В комплекс ключевых мер, обеспечивающих решение задачи электроэнергетики (надежность и качество электроснабжения), входит, в том числе, совершенствование системы планирования в электроэнергетике и создание института Генерального проектировщика документов перспективного развития электроэнергетики.

Также будут приняты меры, направленные на развитие рыночных механизмов и усиление роли потребителей на рынках электрической энергии (мощности) и системных услуг, в том числе:

- модернизация конкурентных моделей оптового и розничного рынков в электроэнергетике с обеспечением равноправия поставщиков и потребителей в формировании рыночного равновесия и эффективных механизмов и ценовых сигналов для инвестиций, в том числе увеличение объемов поставок по прямым договорам;
- совершенствование конкурентных механизмов долгосрочной оптимизации баланса мощности, отбора и оплаты проектов в генерации и у потребителей по методам гарантирования доходности инвестиций совместно с развитием практики двусторонних долгосрочных договоров и биржевых инструментов хеджирования рисков;
- разработка рыночных механизмов, стимулирующих потребителей к активному участию в формировании розничного рынка электрической энергии (управление спросом посредством участия в регулировании графика нагрузки), с применением, в том числе, технологии хранения и аккумуляции электрической энергии и ее воспроизводства.

2.7.2.2. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации, разработанная на период до 2030 г., утвержденная распоряжением Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 511-р, охватывает основную деятельность электросетевого комплекса – передачу и распределение электрической энергии и непосредственно связанные с ней аспекты смежных видов деятельности (генерацию и сбыт электрической энергии) на территории России. В данном документе особое внимание уделяется деятельности публичного акционерного общества «Российские сети» и входящих в него организаций, контролирующих около 70 % распределительных и 90 % магистральных сетей в России.

2.7.2.3. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики разрабатывается на 15-летний период (с корректировкой не реже 1 раза в 3 года) Минэнерго России при участии ФАС России, ГК «Росатом», АО «СО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС» и утверждается Правительством Российской Федерации в соответствии с пунктами 6 – 15 постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

Прогнозные показатели Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р «О Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2035 года» (далее – генеральная схема), представлены с пятилетним интервалом прогнозирования: на 2020, 2025, 2030 и 2035 год в двух сценарных вариантах – базовом и минимальном.

На сегодняшний день генеральная схема является единственным официальным документом, содержащим детализированные долгосрочные прогнозные показатели электроэнергетической отрасли, такие как балансы электрической энергии и мощности, планы по вводу в эксплуатацию новых генерирующих объектов, прогнозы спроса на топливо с разбивкой по ОЭС и по видам генерации в горизонте планирования на период до 2035 года.

Таблица 2.7.1. Динамика производства и потребления электрической энергии в ЕЭС России в период 2008-2035 годов¹.

млрд кВт·ч

ЕЭС России всего	2008 факт	2014 факт	2019 факт	средне- годовой, %	2025	2030	2035	средне- годовой, %
Потребление электрической энергии	989,6913	1013,8582	1059,3616	+0,62	1143,053	1234,9	1325,0	+1,4
Выработка электрической энергии всего	1006,5418	1024,9434	1080,5554	+0,65	1157,219	1244,8	1334,8	+1,33
в т. ч. ТЭС	638,4371	621,1230	679,881	+0,57	760,951	822,5	887,7	+1,68
ГЭС	155,6662	167,0631	190,2954	+1,84	187,290	193,0	195,2	+0,16
АЭС	162,1265	180,2552	208,7733	+2,32	198,856	224,1	245,2	+1,01
СЭС	н/д	н/д	0,3208	+47**	н/д	н/д	н/д	
ВЭС	н/д	н/д	1,2849	+69**	н/д	н/д	н/д	
ВИЭ=СЭС + ВЭС	н/д	н/д	1,6057	+64**	10,122	5,2	6,7	+9,34
ЭСпром предприятий	50,312	56,5021						
Сальдо перетоков, (+) импорт, (-) экспорт	-16,8505	-11,0852	-21,1938	+2,1	-14,166	-9,85	-9,85	-4,7

**по отношению к предыдущему году

Динамика изменения структуры выработки электроэнергии электростанциями ЕЭС России в период 2019-2035 гг., установленной мощности электростанций ЕЭС России в период с 1 января 2020 г. по 31 декабря 2035 г. и КИУМ электростанций приведены на рис. 2.7.2-2.7.4.

¹ фактические данные по отчетам АО «СО ЕЭС» О функционировании ЕЭС России в 2008, 2014, 2019 годах, соответственно, 2025 г. – схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы, 2030, 2035 гг. – генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года

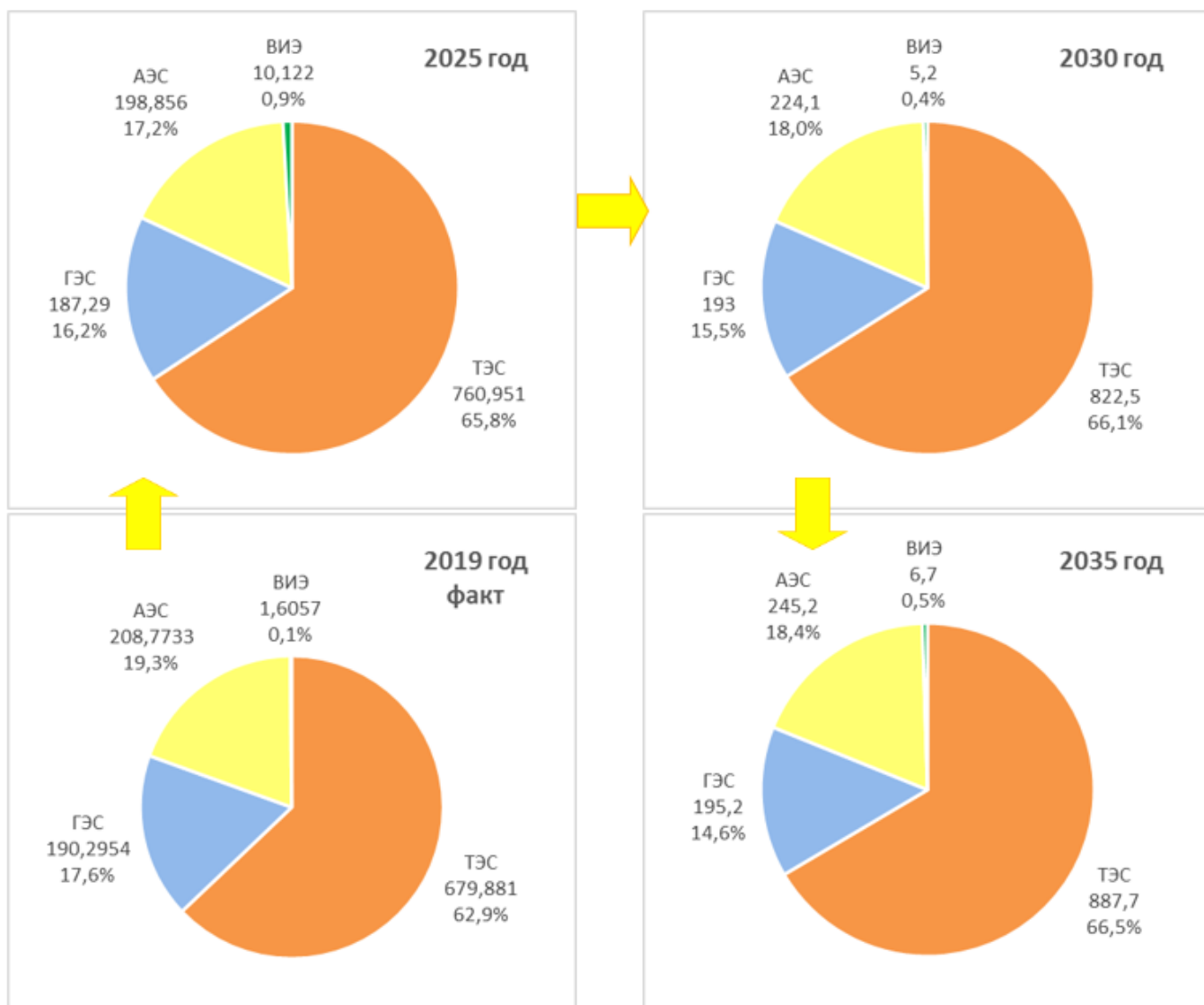


Рис.2.7.2. Динамика изменения структуры выработки электрической энергии электростанциями ЕЭС России 2019-2035 гг.², млрд кВт·ч

² 2025 г. – в соответствии со схемой и программой развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы, 2030, 2035 гг. – в соответствии с генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 года

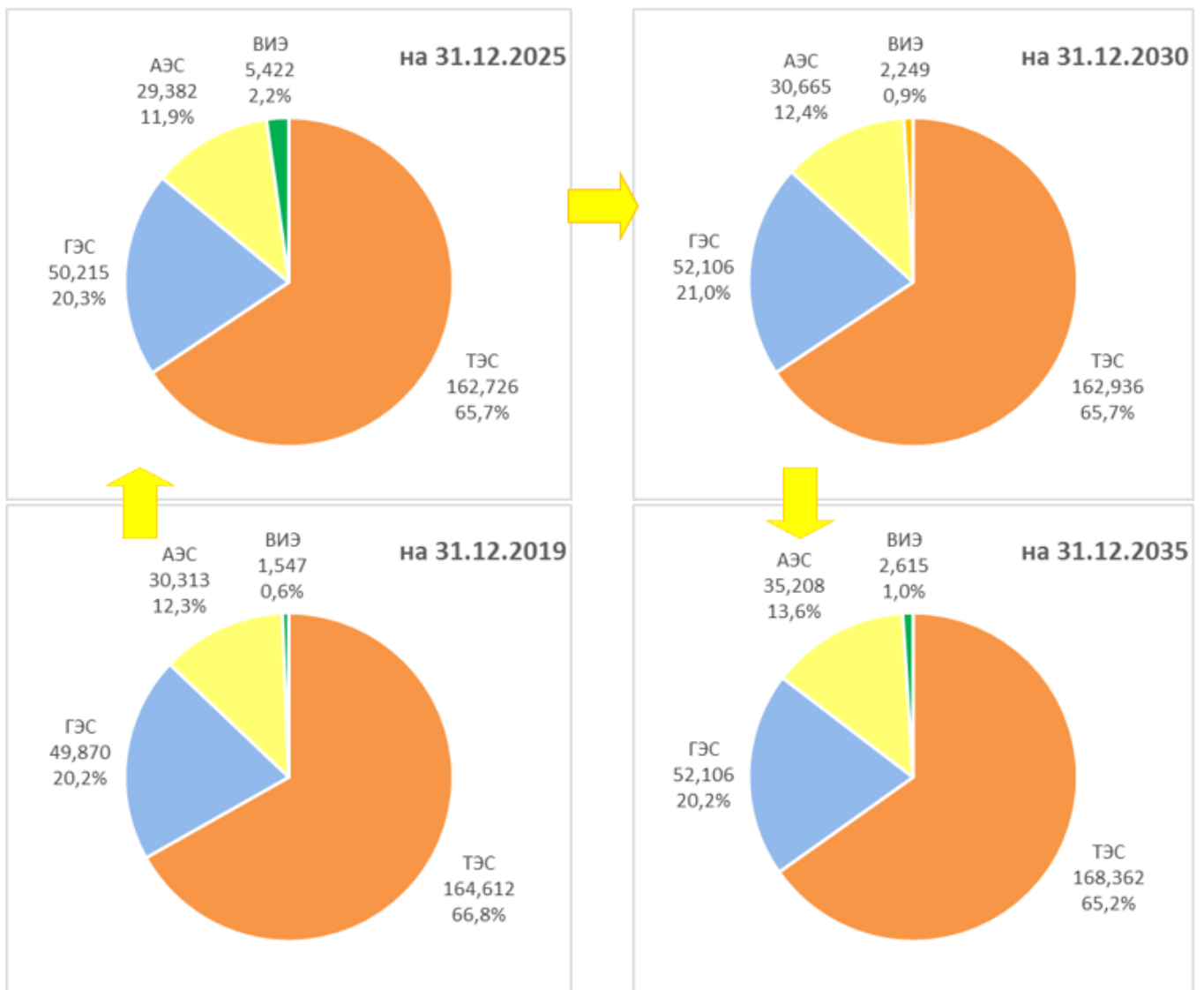


Рис.2.7.3. Динамика изменения структуры установленной мощности ЕЭС России в период с 1 января 2020 г. по 31 декабря 2035 г., ГВт

Таблица 2.7.2. Баланс электрической мощности на час прохождения совмещенного максимума потребления мощности ЕЭС России в динамике 2009-2035 годов³.

МВт

ЕЭС России	2009 факт	2014 факт	2019 факт	2025	2030	2035
СПРОС НА МОЩНОСТЬ						
Годовой совмещенный максимум потребления электрической мощности	150 012,0	154 709,0	151 661,0	168 983,0	182 000,0	195 294,0
Сальдо перетоков в час годового максимума, (+) прием, (-) выдача	-1 815,0	-1 416,0	-1 847,0	-3 391,0	-3 510,0	-3 510,0
Нагрузка электростанций в час годового максимума	151 827,0	156 125,0	153 508,0	172 374,0	185 510,0	198 804,0
ПРЕДЛОЖЕНИЕ МОЩНОСТИ						
Установленная мощность на конец года	211 845,7	232 451,8	246 342,5	247 745,6	247 955,8	258 290,2
в т.ч. ТЭС	143 967,5	158 403,4	164 612,1	162 725,9	162 936,0	168 362,0
ГЭС	44 432,2	47 712,4	49 870,3	50 215,4	52 105,5	52 105,5
АЭС	23 446,0	26 336,0	30 313,2	29 382,2	30 665,0	35 208,0
ВЭС, СЭС	0,0	0,0	1 546,8	5 422,1	2 249,3	2 614,8
Вводы мощности после прохождения максимума	0,0	5 953,8	989,5	1 670,0		1 255,0
Уст. мощность на час годового максимума	211 845,7	226 498,0	245 353,0	246 075,6	247 955,8	257 035,2
Ограничения уст. мощности на час годового максимума	13 035,7	13 142,0	19 382,0	25 668,8	13 352,1	13 516,3
Располагаемая мощность на час годового максимума	198 810,0	213 356,0	225 971,0	217 672,8	234 603,7	243 518,9
Ремонтная мощность на час годового максимума	19 950,0	21 130,0	20 508,0			
Невыпускаемая мощность				2 734,0		
Рабочая мощность (покрытие спроса)	178 860,0	192 226,0	205 463,0	217 672,9	234 603,7	243 518,9
РЕЗЕРВЫ МОЩНОСТИ						
Собст. резерв мощности, (+) избыток/ (-) дефицит	27 033,0	36 101,0	51 955,0	45 298,9	49 093,7	44 714,9
Резерв в % к максимуму потребления	18,0	23,3	34,3	26,8	27,0	22,9

³ фактические данные по отчетам АО «СО ЕЭС» О функционировании ЕЭС России в 2009, 2014, 2019 годах, соответственно, 2025 г. – схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2019 – 2025 годы, 2030, 2035 гг. – генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года

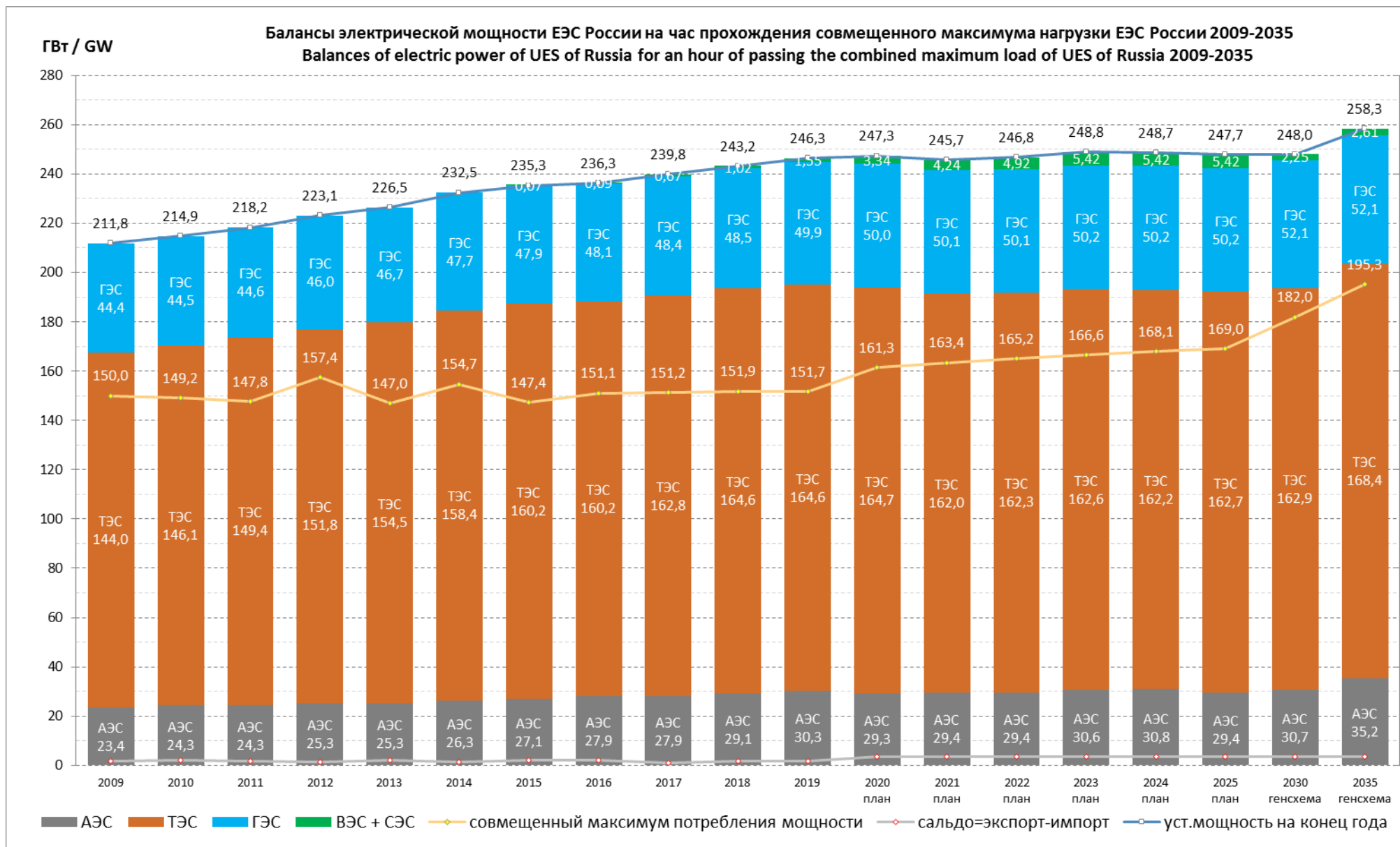


Рис.2.7.4. Установленная мощность электростанций и годовой совмещенный максимум потребления мощности ЕЭС России в динамике с 2009 г. по 2035 г., ГВт

Итоги:

1. Рассмотрены все уровни действующей многоуровневой системы перспективного планирования в электроэнергетике Российской Федерации, состав ее участников, исходные данные, сроки и периодичность подготовки документов.

2. Максимально актуализированная информация о балансовой ситуации содержится в следующих документах:

- на пятилетний период – в ежегодно утверждаемых Схемах и программах развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, размещенных на сайтах органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации;

- на период 2019-2025 гг. – в Схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2019-2025 годы, утвержденной в 2019 г. и размещенной на официальном сайте Минэнерго России по ссылке: <https://minenergo.gov.ru/node/14828>;

- на 2030 и 2035 годы – в базовом варианте сценария Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2035 года, утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2017 г. № 1209-р.

2.8. Республика Таджикистан

2.8.1. Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года, одобренная постановлением Правительства Республики Таджикистан от 1 октября 2016 г. № 392 (далее – Национальная стратегия), является концептуальным стратегическим документом перспективного развития страны на 15-ти летний период.

Национальная стратегия констатирует, что, несмотря на достаточно большие запасы гидроэнергетических ресурсов⁴ с потенциальными возможностями выработки 527 млрд кВт·ч в год⁵, а также значительные ресурсы солнечной энергии⁶, одной из ключевых проблем развития реального сектора экономики Республики Таджикистан является дефицит электрической энергии (мощности) в осенне-зимний период, оценивающийся в 4-4,5 млрд кВт·ч, приводящий к низкому уровню надежности электроснабжения и барьерам для присоединения новых потребителей. По оценкам Всемирного Банка ежегодный ущерб от введения ограничений на поставку электроэнергии в осенне-зимний период может⁷ составлять до 225 миллионов долларов США. Сезонный дефицит электрической энергии (мощности) является следствием совокупности ряда специфических проблем электроэнергетической отрасли Таджикистана, решение которых необходимо для дальнейшего поступательного развития экономики страны, а именно:

- сохраняющаяся изолированность энергосистемы Таджикистана от энергосистемы Центральной Азии обостряет дефицит электрической энергии (мощности) в осенне-зимний период и значительно ограничивает возможности реализации экспортного потенциала электроэнергетики в весенне-летний период;

- слабая диверсификация генерирующих источников энергосистемы Таджикистана (гидроэлектростанции вырабатывают 98 % всей электроэнергии в стране), недостаточное использование местных топливно-энергетических ресурсов, в том числе энергии солнца, ветра, биомассы (далее – ВИЭ) для восполнения сезонного дефицита электроэнергии;

- ограниченные в осенне-зимний период возможности пополнения водохранилищ гидроэлектростанций, неэффективное управление водными ресурсами в агропромышленном комплексе, в том числе из-за интегрированного управления водными ресурсами, которое Национальной стратегией объявляется общим приоритетом в развитии РСЭ;

- недостаточно эффективная нормативная правовая база в топливно-энергетическом комплексе страны, не стимулирующая энергосбережение и повышение энергоэффективности тарифная политика в электроэнергетике являются барьером развития частного предпринимательства в реальном секторе экономики;

- низкая энергоэффективность.

Национальной стратегией ставятся задачи:

- обеспечение надежного энергоснабжения экономики страны при эффективном использовании энергетических ресурсов;

- обеспечение перехода гидроэнергетики страны в бюджет-формирующую отрасль;

- дальнейшее развитие малой гидроэнергетики и других ВИЭ как для электроснабжения населения, особенно сельского, так и для развития сектора малого предпринимательства экономики;

⁴Таджикистан занимает 8-ое место в мире по запасам гидроэнергетических ресурсов и 1-ое место в мире по гидроэнергетическому потенциалу на единицу площади территории страны

⁵технически возможный к использованию потенциал составляет 202 млрд кВт·ч, а экономически целесообразный к строительству — 172 млрд кВт·ч, в настоящее время освоено около 4 - 5 % гидроэнергетического потенциала страны

⁶более 200 дней в году с высокой интенсивностью солнечного излучения

⁷ в зависимости от гидрологических условий года

- обеспечение перехода Таджикистана из категории регионального и мирового лидера по потенциальным запасам гидроэнергии в лидеры по эффективности освоения и использования энергетического потенциала и на этой основе продвижение интересов национальной энергетики на внешних рынках, как путем проведения соответствующей энергетической дипломатии, так и на базе использования рыночных механизмов.

Таблица 2.8.1.* Основные целевые индикаторы Национальной стратегии развития Республики Таджикистан на период до 2030 года в сравнении с фактическими показателями.

млрд кВт·ч, МВт

ЭС Таджикистан	2008 Факт	2011 факт	2015 факт	2017 факт	2018 факт	Индустриальный сценарий Индустриально-инновационный			средне- годовой, %
						2020	2025	2030	
Потребление электрической энергии	13,718	13,617	н/д	13,5	н/д	н/д	н/д	н/д	
Выработка электрической энергии всего	14,74821	16,057842	17,1343	18,095309	19,7427	<u>26,2</u> 26,2	<u>37,5</u> 37,6	<u>40,7</u> 45,0	<u>+6,17 %</u> <u>+7,32%</u>
в т. ч. ТЭС	0,25243	0,042067	0,3018	н/д	н/д	1,7	3,1	<u>3,1</u> 3,4	<u>+23,7%</u> <u>+24,7 %</u>
ГЭС	14,49578	16,015775	16,8325	н/д	н/д	<u>24,5</u> 24,5	<u>34,4</u> 34,5	<u>37,6</u> 41,6	<u>+5,72 %</u> <u>+6,69%</u>
Сальдо перетоков, (+) импорт ОЗП, (-) экспорт ВЛП	+1,917 -1,054	+1,276 -1,232	+н/д -1,4002	+0,097405 -1,398356 ⁸	+н/д -2,406				
Установленная мощность ЭС	4070	5281,18	5457	5757	н/д				
в т. ч. ТЭС	318	318	418 ⁹	718 ¹⁰	н/д				
ГЭС	3752 ¹¹	4963,18	5039	4994,52	н/д				
СЭС	н/д	н/д	н/д	8,87	н/д				
ВЭС	н/д	н/д	н/д	5,1	н/д				

*Источник: официальный интернет портал Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан https://www.mewr.tj/?page_id=563, Национальная стратегия развития Республики Таджикистан на период до 2030 года https://mewr.tj/wp-content/uploads/files/National%20Development%20Strategy-2030_ru.pdf

Динамика изменения структуры выработки электрической энергии электростанциями энергосистемы Таджикистана в период 2008-2030 гг. в соответствии с Национальной стратегией приведена на рис. 2.8.1.

⁸ в том числе экспорт в Афганистан – 1312,521 млн кВт·ч, в Кыргызстан – 85,835 млн кВт·ч

⁹ Душанбинская ТЭЦ (198 МВт), Яванская ТЭЦ (120 МВт), первая очередь Душанбинской ТЭЦ-2 (100 МВт введена в эксплуатацию 10 ноября 2014 г.)

¹⁰ 8 декабря 2016 г. – пуск второй очереди Душанбинской ТЭЦ-2 мощностью 300 МВт

¹¹ в 2009 введена в эксплуатацию Сангтудинская ГЭС-1 мощностью 670 МВт

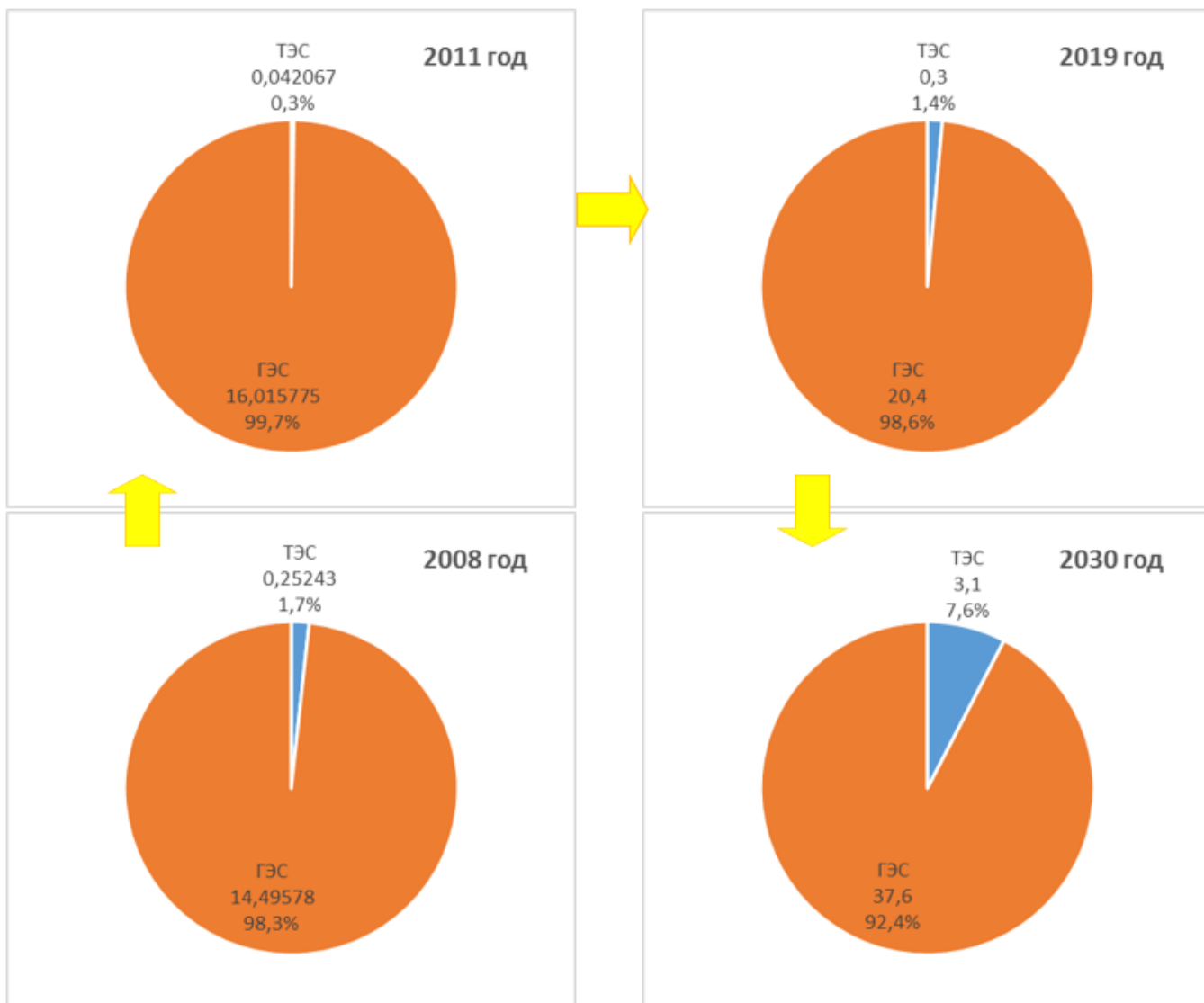


Рис.2.8.1. Динамика изменения структуры выработки электрической энергии электростанциями энергосистемы Таджикистана 2008-2030 гг., млрд кВт·ч

Предполагается, что реализация Национальной стратегии позволит обеспечить развитие электроэнергетического сектора страны на основе концепции 10/10/10/10, а именно:

- а) увеличение установленной мощности электроэнергетической системы до 10 ГВт;
- б) увеличение экспорта электроэнергии в соседние страны до 10 млрд кВт·ч в год;
- в) диверсификация генерирующих мощностей электроэнергетической системы страны не менее чем на 10 %, за счет использования других видов первичной энергии, в том числе угля, нефти, газа и возобновляемых источников энергии;
- г) снижение потерь электроэнергии в стране до 10 %.

Реализация приоритетов Национальной стратегии предусматривается в три этапа:

Первый этап – переход к новому качеству модели экономического роста (2016 - 2020 гг.).

Второй этап – развитие, основанное на инвестициях (2021-2025 гг.).

Третий этап – завершение ускоренной индустриализации и создания потенциала для развития на основе знаний и инноваций (2026-2030 гг.).

2.8.2. К отраслевым документам долгосрочного перспективного планирования в электроэнергетике Республики Таджикистан можно отнести заключительный отчет научно-исследовательской работы «Генеральный план развития энергетического сектора» (далее – ГПРЭС), который в связи с реализацией крупного проекта Рогунской ГЭС смоделирован на период с 2015 по 2039 годы. Данный период охватывает время, необходимое для строительства Рогунской ГЭС и заполнения ее водохранилища. Документ подготовлен консалтинговой компанией Corporate Solutions Consulting Limited (CSCL, United Kingdom) в ассоциации с компанией Manitoba Hydro International Limited (МНИ, Canada) по заказу Азиатского банка развития (АБР) в рамках исполнения Грантового соглашения между Республикой Таджикистан и АБР от 16 октября 2010 г. Заключительный отчет ГПРЭС опубликован в феврале 2017 г. на основе исходных данных, представленных открытой акционерной холдинговой компанией «Барки Точик» (далее – ОАХК «Барки Точик»), по состоянию на 2012 г. включительно.

Таджикистан состоит из пяти электроэнергетических регионов, четыре из которых: Согд (Север), Хатлон (Юг), Душанбе с окрестностями и районы республиканского подчинения без Душанбе (РПП) объединены в энергосистему и снабжаются ОАХК «Барки Точик», а пятый – Горно-Бадахшанская автономная область, занимающая 45 % территории страны, но в которой проживает всего лишь 3 % населения, – снабжается частно-государственной энергетической компанией «Памир энерджи». Научно-исследовательская работа сфокусирована на четырех регионах, энергоснабжение которых осуществляет ОАХК «Барки Точик», отсутствие пятого обосновывается его сравнительно небольшим спросом на электроэнергию, а также отсутствием информации по его энергетическим ресурсам.

В документе изложены и проанализированы планы расширения энергосистемы для новых дополнительных ресурсов выработки и передачи электроэнергии с учетом увеличения спроса, устаревания вырабатывающих активов и стоимости потенциальных генерирующих ресурсов для удовлетворения растущего спроса. Методология прогнозирования спроса на электрическую энергию, применяемая в ГПРЭС, построена на математической модели, в основу которой заложено произведение предполагаемого будущего роста уровня ВВП на эластичность спроса в энергосистеме за определённый год с корректировкой на возможное снижение потребления в результате повышения тарифов. Полное отсутствие связи прогнозных величин с фактическими показателями производства и потребления электрической энергии в заключительном отчете обосновывается невозможностью применения последних для прогнозирования спроса в силу сохраняющегося энергодефицита в осенне-зимний период. Прогноз показателей развития энергосистемы Республики Таджикистан до 2039 г. (включительно) представлен по 3-м основным сценариям развития – двум с различным моментом запуска Рогунской ГЭС и одним без её запуска. Каждый из основных сценариев предусматривает несколько вариантов развития событий. С учетом состоявшихся 16 ноября 2018 г. пуска первого гидроагрегата (ГА № 6) мощностью 600 МВт, а в сентябре 2019 г. – пуска второго гидроагрегата (ГА № 5) 600 МВт Рогунской ГЭС¹², сценарий ГПРЭС без пуска Рогунской ГЭС с соответствующими вариантами утратил свою актуальность.

Особенностью данной НИР является то, что основной ее целью и результатом является исследование и прогноз гарантированной и среднемноголетней выработки электрической энергии как отдельными электростанциями каскада Вахшских ГЭС, так и каскада в целом,

¹² технико-экономическое обоснование (ТЭО) строительства Рогунской ГЭС подготовлено Консорциумом Coyne et Belliere (Франция), Electroconsult (Италия) и IPA (Великобритания); выработка 6-го ГА за период с 16 ноября по 31 декабря 2018 г. составила 90,3 млн кВт·ч, выработка двух ГА в 2019 г. – 840 млн кВт·ч

которые и легли в основу Генерального плана развития электроэнергетического сектора страны. Несмотря на достаточно глубокие исследования гидрологических параметров водных объектов Республики Таджикистан, включающие помесечный анализ многолетних наблюдений за приточностью, испарением зеркал водохранилищ, ирригационным отведением воды, например, приточность Нурекского водохранилища¹³ представлена за период с апреля 1932 г. по декабрь 2012 г. в ежемесячном разрезе, причем до начала заполнения водохранилища в 1972 г. эти данные смоделированы на основании наблюдений гидрометрической станции, расположенной выше по течению р. Вахш от Нурекской ГЭС, ГПРЭС практически не содержит оценки текущего технико-экономического состояния объектов электроэнергетики Республики Таджикистан, описания ключевых проблем электроэнергетики и способов их преодоления, не исследуются причины, приведшие к раздельной работе ЭС Таджикистана от ОЭС Центральной Азии, а приведенная в таблице 2-3 (стр. 51) динамика фактических данных ОАХК «Барки Точик» по выработке ТЭС и ГЭС, экспорту, импорту электрической энергии за период с 2002 по 2012 гг.¹⁴ в дальнейшем исследовании и прогнозировании не используется, представленные без указания даты и периода характеристики энергосистемы Таджикистана расходятся с официальными отчетными данными на момент публикации документа. В частности, согласно опубликованному в феврале 2017 г. заключительному отчету научно-исследовательской работы установленная мощность энергосистемы Республики Таджикистан – 5 346 МВт¹⁵, из которых 4 926 МВт – ГЭС, а оставшиеся 420 МВт приходятся на три ТЭЦ: Душанбинскую ТЭЦ-1, Яванскую ТЭЦ и Душанбинскую ТЭЦ-2. С учетом ввода 8 декабря 2016 г. в эксплуатацию второй очереди Душанбинской ТЭЦ-2 мощностью 300 МВт суммарная установленная мощность ТЭЦ на 1 января 2017 г. составляла 718 МВт. По данным Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан, суммарная установленная мощность энергосистемы в 2017 г. составляла 5 757 МВт¹⁶.

Сравнение сценариев последовательного увеличения генерирующих мощностей в энергосистеме Республики Таджикистан свидетельствует в пользу раннего ввода в эксплуатацию Рогунской ГЭС, что позволит минимизировать капиталовложения в другие виды генерации (менее эффективные) и сэкономить на топливе. По мнению авторов исследования, строительство Рогунской ГЭС внесет существенный вклад в достижение энергетической независимости Республики Таджикистан и обеспечение всеобщей доступности электрической энергии в стране.

Ниже приведены данные из Генерального плана развития энергетического сектора.

На основании прогнозирования спроса с учетом проектов энергоэффективности, экспорта и доступного предложения, на ежемесячной основе был проведен энергетический баланс для системы, снабжаемой ОАХК «Барки Точик», за период с 2015 по 2018 гг. с

¹³ Нурекская ГЭС – расположенная на р. Вахш крупнейшая электростанция Таджикистана общей установленной мощностью 3000 МВт (1 ГА 320 МВт + 8 ГА по 335 МВт) вырабатывает около 50 % электроэнергии в республике; проектная документация разработана Харьковским заводом им. Кирова в 1950-х гг.; 1961 г. – начало строительства ГЭС, с 1972 по 1979 гг. – ввод гидроагрегатов, до 2013 г. плотина Нурекской ГЭС высотой 300 м, образующая Нурекское водохранилище, считалась самой высокой плотиной в мире; вода к гидроагрегатам подается по трем напорным тоннелям диаметром 10 м длиной 395 – 450 м, кроме того, по Дангаринскому и Яванскому тоннелям вода из водохранилища направляется на орошение ~ 1 млн га сельскохозяйственных земель, что ограничивает возможности по выработке электрической энергии в маловодные годы.

¹⁴ Для объективного прогнозирования требуется анализ динамики фактического потребления электрической энергии в стране за более длительный период, как в условиях синхронной работы энергосистемы Таджикистана с ОЭС Центральной Азии, так и в ее отсутствии.

¹⁵ Раздел 1 (стр. 15), пункт 2.3.1 (стр. 49) и раздел 9 (стр. 245) отчета ГПРЭС.

¹⁶ Согласно данным, опубликованным на официальном интернет портале Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан https://www.mewr.tj/?page_id=563

использованием гарантированного (вероятность превышения 95%) и среднего объёма электроэнергии, вырабатываемой ГЭС. Итоговый энергетический баланс представлен на рисунке 2.8.2.

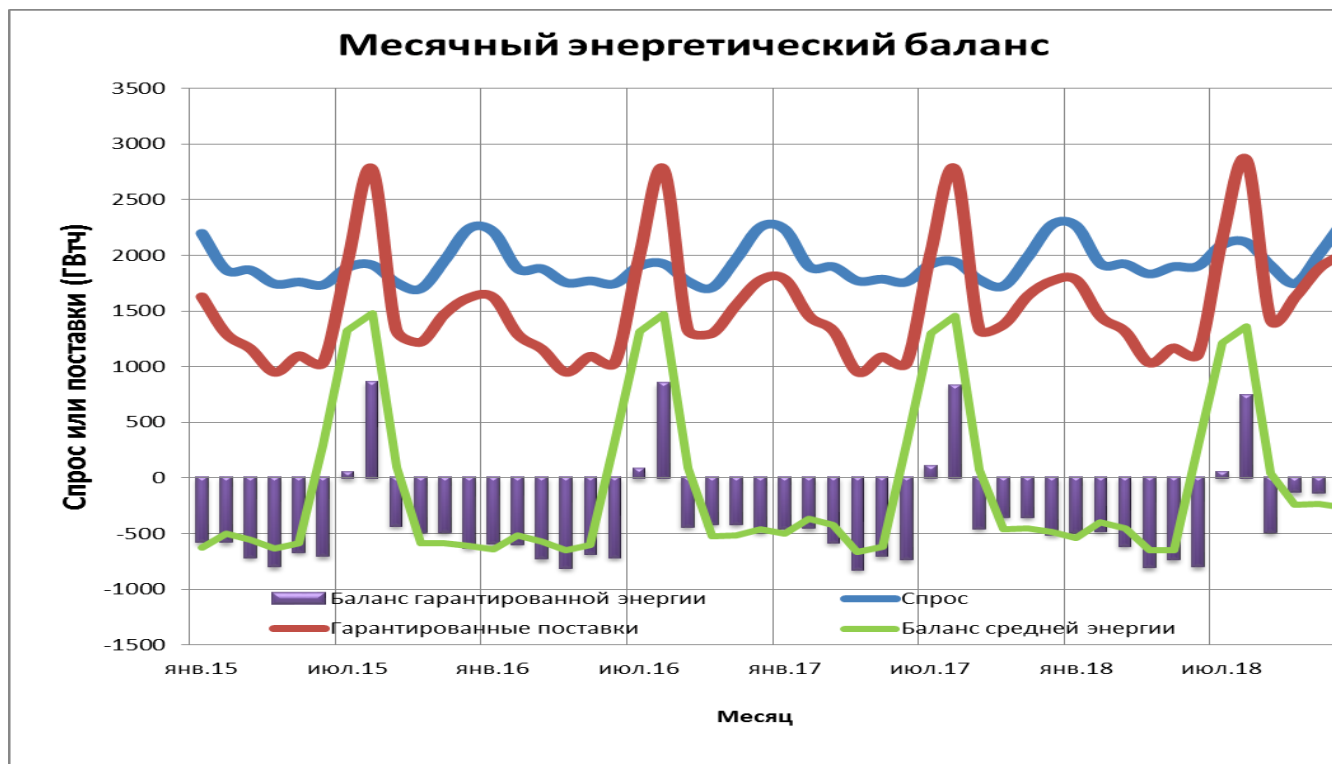


Рисунок 2.8.2: Энергетический баланс за 2015-2018 годы

Из Рисунка 2.8.2. видно, что система нуждается в дополнительных объёмах электроэнергии ГЭС или импорта из других систем. Считается, что необходимо будет построить новые вырабатывающие мощности порядка 500 МВт или более (в дополнение к генерирующим мощностям, которые уже решено построить, и которые находятся ещё только на стадии обсуждения). Так как внедрение новых мощностей является долгосрочным, система ОАХК «Барки Точик» может столкнуться с острой нехваткой электроэнергии в краткосрочной перспективе, если не появятся довольно благоприятные гидрологические условия в зимние месяцы, или электроэнергия не будет импортирована из других систем.

Чтобы определить устойчивость прогноза базового или среднего роста, были разработаны два дополнительных сценария: низкий и высокий. Предполагается, что фактический спрос будет находиться в рамках, предложенных высоким и низким сценариями.

В Таблице 2.8.2 представлена сводная информация по прогнозам спроса на электроэнергию по основной энергосистеме по трём рассматриваемым сценариям роста. К концу периода исследования прогнозы по основной энергосистеме указывают на разницу между прогнозом среднего роста и прогнозом низкого роста, что составляет 4 278 ГВтч, и разницу в 8 902 ГВтч между прогнозами среднего роста и высокого роста.

Сравнение энергетических прогнозов по основной энергетической системе в графической форме представлено на рисунке 2.8.3.

Таблица 2.8.2: Сравнение энергетических прогнозов по основной энергосистеме (ГВтч)

Сценарий роста	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2039 г.
Низкий	21 507	23 089	25 199	28 061	34 975
Средний	21 963	24 311	27 379	31 120	39 253
Высокий	22 276	25 449	29 674	34 962	48 155

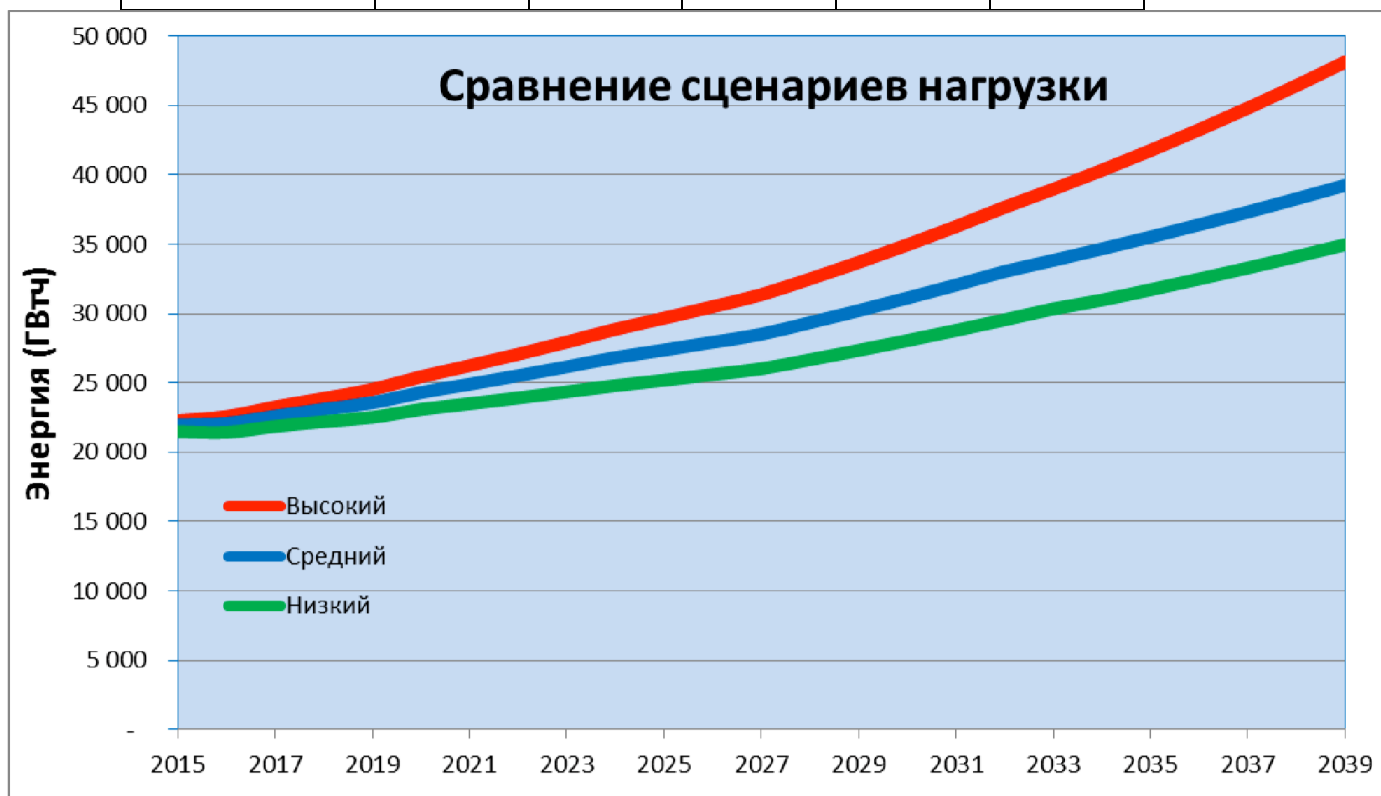


Рисунок 2.8.3. Сравнение прогнозов сценариев роста

Согласно прогнозу среднего роста, ожидается общий рост бытовой нагрузки и гарантированного экспорта на уровне 2,08% за период 2015-2039 гг.

В Таблице 2.8.4 представлен прогноз спроса на пиковую мощность по энергосистеме по трём различным сценариям роста. К концу периода разница в пиковой нагрузке между прогнозом среднего роста и прогнозом низкого роста нагрузки составит 814 МВт, разница между средним и высоким ростом составит 1 694 МВт.

Таблица 2.8.3: Сравнение пиковой нагрузки по основной энергосистеме (МВт)

Сценарий роста	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.	2039 г.
Низкий	4 095	4 261	4 658	5 253	6 659
Средний	4 184	4 494	5 073	5 835	7 473
Высокий	4 243	4 710	5 510	6 566	9 167

В таблице 2.8.4 представлен прогноз показателей энергосистемы по регионам и категориям потребителей для среднего сценария роста потребления.

Таблица 2.8.4: Сравнение пиковой нагрузки по основной энергосистеме (МВт)

Нагрузка по основной энергосистеме, с учётом Талко, потенциальных потребителей электроэнергии и потерь																									
Категория потребителей	Annual Consumption Demand (GWh)																								
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Пром. и с./х. потребители	1901	2004	2112	2226	2347	2473	2607	2748	2896	3052	3190	3333	3483	3640	3804	3975	4154	4341	4517	4700	4890	5088	5294	5508	5732
Ком. хоз-во и бюдж. орг	704	712	720	735	750	765	780	796	813	829	840	852	863	893	924	957	990	1025	1048	1072	1096	1120	1146	1171	1198
Насосы и насосные станции	3117	3163	3209	3270	3333	3397	3462	3529	3597	3666	3718	3771	3824	3920	4018	4118	4221	4327	4405	4484	4565	4647	4730	4815	4902
Население	6521	6739	6964	7240	7527	7825	8135	8457	8792	9140	9420	9708	10005	10455	10926	11417	11931	12468	12898	13343	13803	14280	14772	15282	15809
Отопление жилых помещений	35	36	37	39	41	42	44	46	47	49	51	52	54	56	59	61	64	67	69	72	74	77	80	82	85
Подитог	12280	12655	13043	13511	13997	14503	15028	15576	16145	16737	17218	17716	18229	18965	19731	20529	21361	22228	22937	23670	24428	25212	26022	26860	27726
ТАЛКО	6060	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850
Потенциальные потребители э/энергии	610	711	835	868	868	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161
Итого	18950	19216	19728	20229	20715	21514	22040	22587	23156	23748	24230	24727	25241	25976	26742	27540	28372	29239	29948	30681	31439	32223	33033	33871	34737
Регион	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Согдийская область	4219	4344	4474	4629	4789	4956	5130	5311	5499	5695	5856	6022	6193	6430	6677	6934	7202	7481	7711	7950	8196	8451	8714	8986	9267
Хатлонская область	2720	2795	2872	2967	3065	3167	3272	3381	3495	3613	3708	3805	3906	4056	4212	4374	4543	4719	4860	5006	5156	5312	5473	5638	5809
РРП	1740	1794	1850	1917	1987	2060	2136	2215	2297	2383	2453	2524	2599	2705	2816	2932	3053	3179	3282	3388	3498	3612	3730	3852	3977
Душанбе	3601	3722	3847	3998	4155	4319	4490	4668	4853	5045	5202	5364	5532	5773	6025	6288	6563	6850	7084	7326	7577	7837	8106	8384	8672
Подитог	12280	12655	13043	13511	13997	14503	15028	15576	16145	16737	17218	17716	18229	18965	19731	20529	21361	22228	22937	23670	24428	25212	26022	26860	27726
ТАЛКО	6060	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850	5850
Потенциальные потребители э/энергии	610	711	835	868	868	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161	1161
Итого	18950	19216	19728	20229	20715	21514	22040	22587	23156	23748	24230	24727	25241	25976	26742	27540	28372	29239	29948	30681	31439	32223	33033	33871	34737
Технические потери	15,9%	15,0%	14,6%	14,2%	13,8%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%	13,0%
Технические потери (ГВтч)	3013	2882	2880	2872	2859	2797	2865	2936	3010	3087	3150	3215	3281	3377	3476	3580	3688	3801	3893	3989	4087	4189	4294	4403	4516
Э/энергия, требуемая системой (ГВтч)	21963	22098	22608	23101	23574	24311	24905	25523	26166	26835	27379	27942	28522	29353	30218	31120	32060	33040	33841	34670	35526	36412	37328	38274	39253
Пиковая нагрузка																									
Козф. нагрузки системы	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Козф. нагрузки Талко	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%	98%
Потенц. потребители э/энергии	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%	81%
Кэффициент нагрузки по регионам	50%	50%	50%	51%	51%	51%	51%	52%	52%	52%	52%	52%	53%	53%	53%	53%	54%	54%	54%	54%	54%	54%	55%	55%	55%
Пиковая нагрузка Талко (МВт)	818	784	781	778	775	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770	770
Потенц потребители э/э (МВт)	99	115	134	140	139	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185	185
Пиковая нагрузка по системе (МВт)	4179	4204	4301	4395	4485	4625	4738	4856	4978	5106	5209	5316	5427	5585	5749	5921	6100	6286	6439	6596	6759	6928	7102	7282	7468
	Годовой рост - Потребление без Талко и потенциальных потребителей электроэнергии																								
		2015-20			2,5%	2020-25			3,4%	2025-39			3,5%	2015-39			3,3%	2030-39			3,6%				
	Годовой рост - Потребление с Талко и потенциальными потребителями электроэнергии																								
		2015-20			2,1%	2020-25			2,4%	2025-39			2,6%	2015-39			2,4%	2030-39			2,6%				

ИМПОРТ

Есть 3 варианта потенциального импорта для покрытия возможного дефицита в зимний период: импорт электроэнергии из Узбекистана, импорт электроэнергии из Туркменистана через Узбекистан и импорт электроэнергии из Туркменистана через Афганистан.

	Мощность	Время	Срок	Тариф
из Узбекистана	300 МВт	Непиковые часы системы Узбекистана в зимний период, т.е. около 12 часов в день на шесть зимних месяцев, с октября по март.	Не ранее 2025 г.	40 \$/МВтч
из Туркменистана через Узбекистан	300 МВт	любое время в течение шести зимних месяцев, т.е. с октября по март		40 США/МВтч
из Туркменистана через Афганистан	150 МВт на 1-й стадии, 300 МВт на 2-й стадии	150 МВт на первой стадии и 300 МВт на второй стадии	Не ранее 2022-2023гг.	40 США/МВтч

В период 2008-2009 гг. в Таджикистане была построена линия электропередачи 500 кВ Север-Юг, соединяющая ранее разделенные северные и южные регионы страны. В результате этого отпала необходимость в передаче больших перетоков мощности через территорию Узбекистана. В этот же период энергосистемы Северного и Южного Казахстана были соединены второй линией электропередачи 500 кВ, что позволило существенно повысить надежность ЕЭС Казахстана и объединенной энергетической системы (ОЭС) стран Центральной Азии. В то же время, в 2009 г. Узбекистан отключил энергосистему Таджикистана из синхронной работы с ОЭС Центральной Азии. Вследствие отключения ЭС Таджикистана от ОЭС Центральной Азии с лета 2010 г. у Таджикистана отсутствует возможность экспорта дешевой электрической энергии в Узбекистан и Казахстан в период наибольшей приточности водохранилищ каскада Вахшских ГЭС, электростанциями осуществляются холостые сбросы воды (до 700 м³/с), а в осенне-зимний период энергосистема Таджикистана испытывает дефицит электрической энергии до 4-4,5 млрд кВт·ч. Соединение электрических сетей Таджикистана с сетями Кыргызстана и Узбекистана могло бы обеспечить Таджикистан дополнительными 950 МВт импорта во время осенне-зимнего периода и позволило бы Таджикистану в летний период экспортировать больше электроэнергии в указанные страны, а также в Казахстан (в случае снятия Казахстаном запрета на импорт электрической энергии при условии профицита в ЕЭС Казахстана), способствуя тем самым расширению взаимной региональной торговли электроэнергией.

По мнению авторов отчета, основным компонентом будущего развития электроэнергетики Таджикистана является реализация проекта CASA-1000, который

обеспечит экспорт электрической энергии (мощности) в летние месяцы (пик потребления в Пакистане) из Таджикистана (65 %) и Кыргызстана (35 %). Проект состоит из:

- линии электропередачи 500 кВ от ПС Датка (Кыргызстан) до ПС Худжанда длиной ~ 477 км;
- линии электропередачи 500 кВ от ПС Регара до ПС Сангтуда длиной ~ 115 км и автотрансформатора 500/220 кВ на ПС Сангтуда;
- преобразовательной подстанции постоянного тока высокого напряжения (HVDC) на ПС Сангтуда пропускной способностью 1300 МВт;
- линии электропередачи высокого напряжения постоянного тока ПС Сангтуда – ПС Наушера (Пакистан) через Афганистан протяженностью ~ 800 км;
- преобразовательной подстанции HVDC пропускной способностью 1300 МВт в районе города Пешавар (Пакистан).

Перспективным также считается проект строительства линии электропередачи 500 кВ из Таджикистана до Синьцзян-Уйгурской автономной области Китайской Народной Республики протяженностью ~ 550 км. Основная цель проекта также заключается в передаче избыточной мощности ~ 900 МВт в течение летних месяцев.

Реализация проекта объединения электрических сетей Туркменистана, Узбекистана, Таджикистана, Афганистана и Пакистана (ТУТАП) с максимальным годовым объемом экспорта электрической энергии из Таджикистана в объеме до 4 млрд кВт·ч в качестве альтернативы проекту CASA-1000 в ГПРЭС не рассматривается.

Итоги:

А. На протяжении истекшего 11-летнего периода¹⁷ производство электрической энергии в энергосистеме Республики Таджикистан¹⁸ устойчиво росло с 14,75 млрд кВт·ч в 2008 г. до 20,7 млрд кВт·ч в 2019 г. Средний ежегодный прирост производства составил 3,15 %. По сравнению с выработкой 2018 г. (19,75 млрд кВт·ч) прирост производства в 2019 г. составил 4,85 %.

Б. Сохраняющаяся изолированность энергосистемы Республики Таджикистан от энергосистемы Центральной Азии значительно ограничивает возможности реализации экспортного потенциала электроэнергетики Таджикистана в весенне-летний период (период наибольшей приточности водохранилищ каскада Вахшских ГЭС) и обостряет дефицит электрической энергии (мощности) в осенне-зимний период, который, благодаря предпринимаемым усилиям по строительству новых генерирующих объектов, имеет тенденцию к снижению. Существенным вкладом в обеспечение энергетической безопасности Республики Таджикистан должно стать строительство Рогунской ГЭС в совокупности с соответствующим расширением пропускной способности электрических сетей страны, включая схему выдачи мощности новой ГЭС. Залогом дальнейшего устойчивого развития электроэнергетики страны и более рационального использования экспортного потенциала станет реализация мероприятий, направленных на восстановление синхронной работы энергосистемы Таджикистана с ОЭС Центральной Азии.

¹⁷ с 2009 г. энергосистема Таджикистана выведена из синхронной работы с ОЭС Центральной Азии

¹⁸ без учета Горно-Бадахшанской автономной области

2.9. Республика Узбекистан

Кабинет Министров Республики Узбекистан в 2019 г. утвердил «Стратегию развития АО «Национальные электрические сети Узбекистана» на 2020-2025 гг.». Документ со среднесрочным горизонтом прогнозирования (5 лет) сформирован на основе схемы и программы развития магистральных электрических сетей Республики Узбекистан, прогноза спроса на электроэнергию и мощность в Республике Узбекистан, предложения системного оператора по развитию распределительных сетей.

Также в Республике Узбекистан утверждена Стратегия развития АО «Тепловые электрические станции» на 2020-2025 гг., сформированная на основе прогноза спроса на электроэнергию (определяется Минэнерго), прогноза выработки электроэнергии на предприятиях АО «ТЭС», ежеквартальных и ежегодных отчетов о выработке электроэнергии и другой информации.

В первом квартале 2020 г. Правительством Республики Узбекистан утверждена «Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020-2030 годы». Стратегия определяет среднесрочные и долгосрочные цели на период с 2020 по 2030 годы и будет корректироваться по мере необходимости на основе постоянного анализа. Стратегическая цель документа – обеспечение населения и экономики Узбекистана электроэнергией по конкурентоспособным ценам, развитие сбалансированного энергетического сектора, охватывающего лучшие мировые практики и современные тенденции в мировой электроэнергетике.

В Концепции представлены анализ текущей ситуации в электроэнергетической отрасли Республики Узбекистан, перспективы ее развития, прогнозные данные и другая информация:

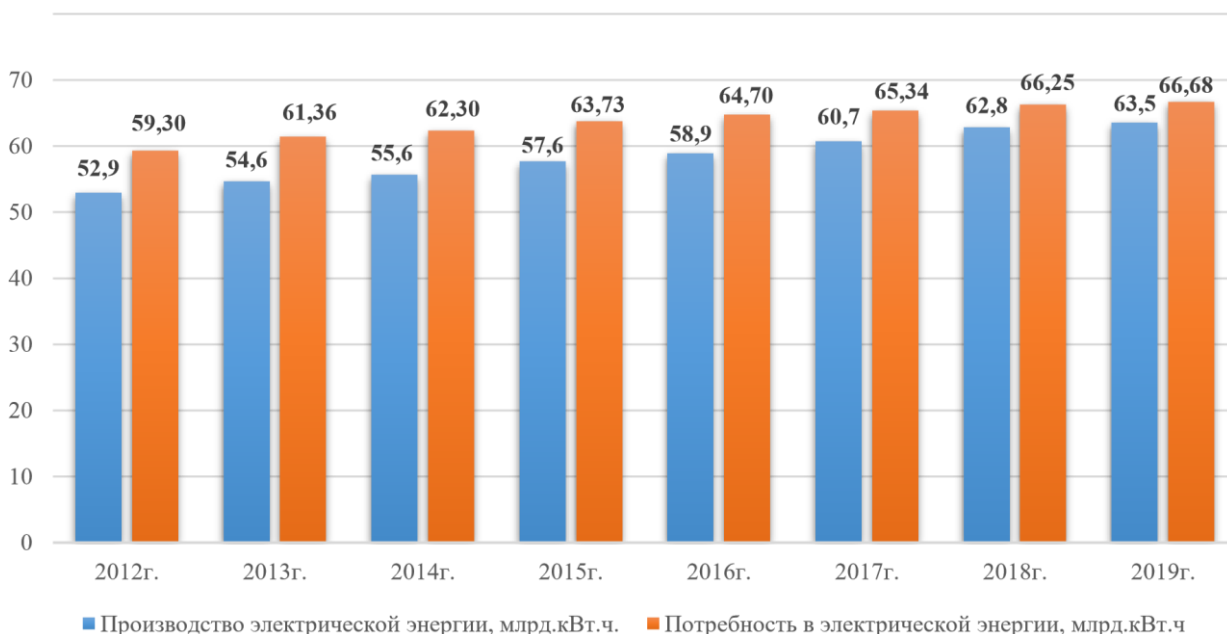


Рисунок 2.9.1 – Фактическая динамика производства и потребности в электрической энергии в период 2012-2019 гг.



Рисунок 2.9.2 –Прогнозная динамика производства и потребления электрической энергии до 2030г., млрд.кВт.ч.

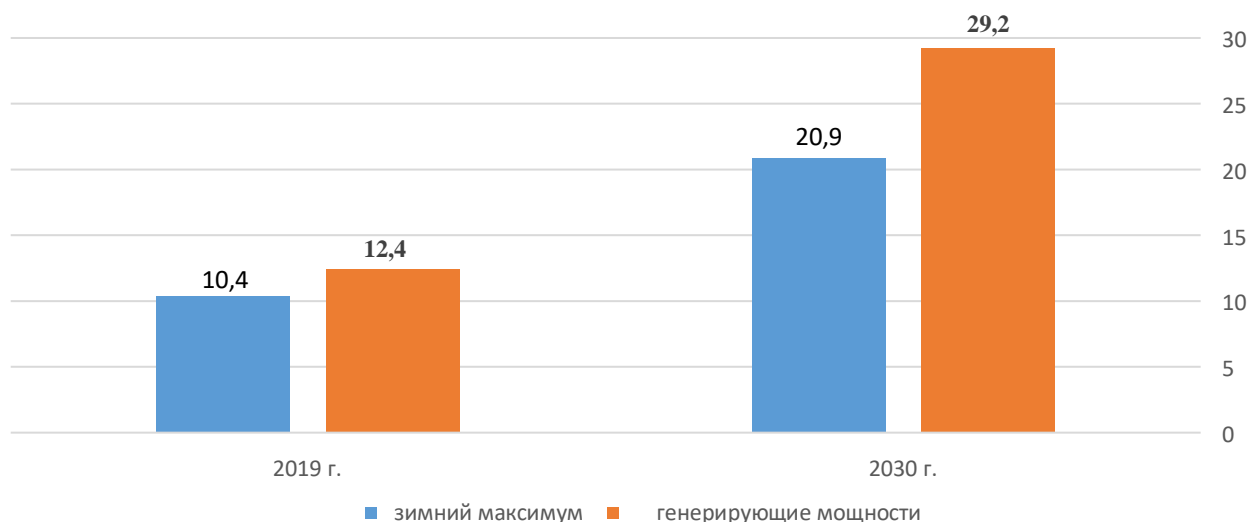


Рисунок 2.9.3 –Прогноз соотношения генерирующих мощностей и максимальной нагрузки в зимний период 2019 и 2030 годов, тыс. МВт

В период 2020-2030 гг. намечена реализация 13 проектов, из них 6 проектов - по строительству новых ТЭС общей мощностью 3,8 тыс. МВт, 6 проектов - по расширению действующих ТЭС с увеличением мощности на 4,1 тыс. МВт за счёт строительства ПГУ, ГТУ и угольного энергоблока, а также 1 проект по модернизации энергоблоков № 1-5 на Ново-Ангренской ТЭС с увеличением мощности на 330 МВт.

В итоге, к 2030 году суммарная мощность ТЭС составит 14,7 тыс. МВт, объём вырабатываемой электрической энергии – 70,7 млрд.кВт.ч (рост в 1,3 раза к 2018г.).

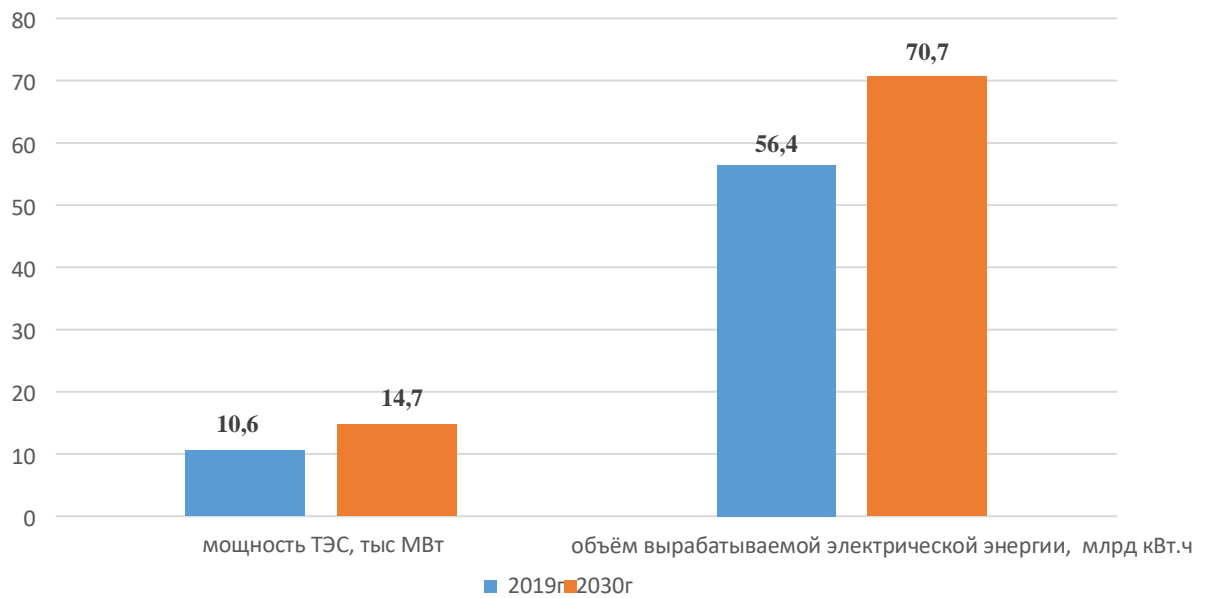


Рисунок 9 –Рост объема установленной мощности и вырабатываемой электрической энергии в период 2019-2030 гг.

В период 2020-2030 гг. будет уделено особое внимание развитию генерации на основе ВИЭ, особенно солнечной энергии. Эти проекты будут осуществляться исключительно за счет средств инвесторов - независимых производителей электрической энергии.

Для достижения показателей развития возобновляемой энергетики определены целевые параметры ежегодно вводимых мощностей объектов ВИЭ в 2020-2030 годах, предусматривающие строительство 3 ГВт ветровых и 5 ГВт солнечных электростанций.

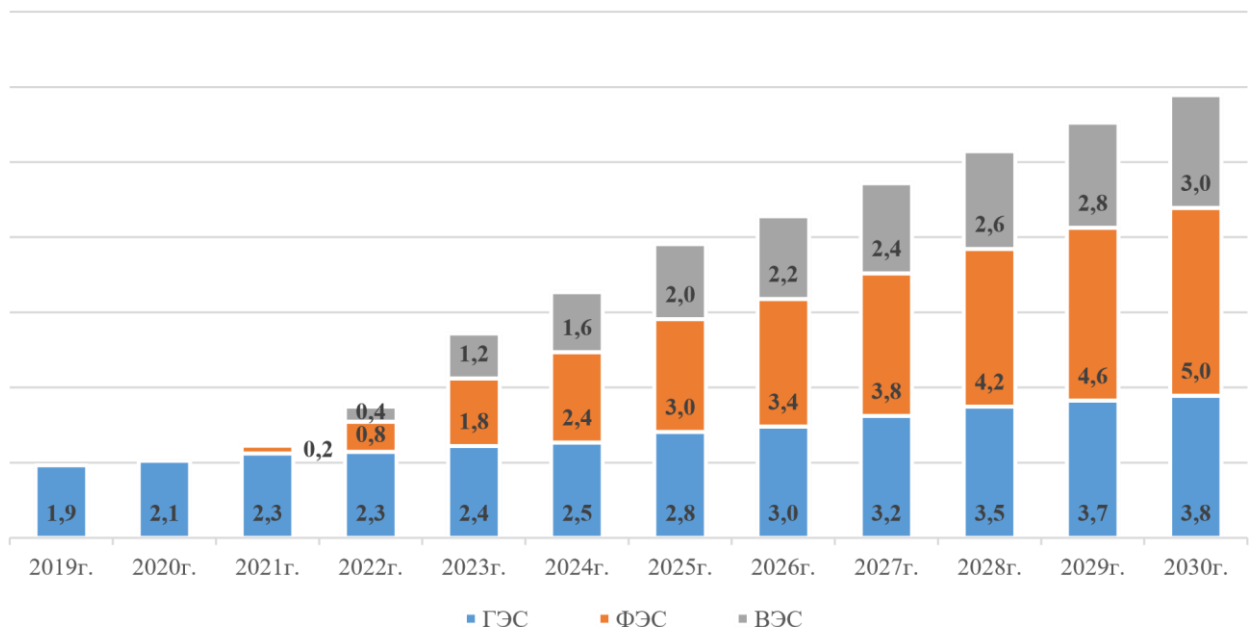


Рисунок 2.9.4 – Структура генерации на основе ВИЭ к 2030 г., МВт

В период 2020-2030 гг.. намечено проведение работ по 62 проектам, в том числе строительство 35 ГЭС общей мощностью 1537 МВт и модернизация 27 существующих ГЭС с увеличением мощности на 186 МВт. В итоге, к 2030 году суммарная мощность ГЭС составит 3785 МВт, объем вырабатываемой электрической энергии - 13,1 млрд.кВт.ч (в 2,2 раза к 2019 г.).

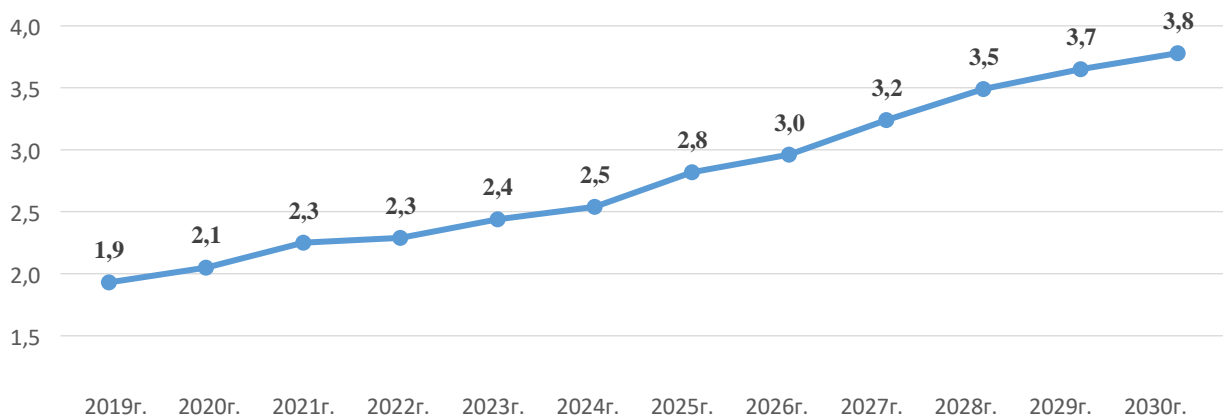


Рисунок 2.9.5 – Рост установленной мощности ГЭС в 2018-2030 гг., МВт

В результате достижения поставленных задач к 2030 году:

а) генерирующая мощность, установленная и располагаемая, с учетом вывода из эксплуатации физически устаревшего оборудования (5,9 тыс. МВт) составит 29,2 тыс. МВт, в том числе:

ТЭС, использующие природный газ – 13,4 тыс. МВт (45 %);

ТЭС, использующие уголь – 1,7 тыс. МВт (5,9 %);

ГЭС – 3,8 тыс. МВт (13,1 %);

ВЭС – 3 тыс. МВт (10,4 %);

ФЭС – 5 тыс. МВт (17,3 %), в том числе 1 тыс. МВт с устройствами хранения электрической энергии для аккумуляции ее в солнечные часы и использования накопленной электрической энергии во время отсутствия солнца и вечернего максимума нагрузок единой электроэнергетической системы;

АЭС – 2,4 тыс. МВт (8,3 %).

Прирост генерирующих мощностей составит 16,4 тыс. МВт, в том числе 4,4 тыс. МВт регулирующих мощностей для покрытия пиковых нагрузок.

б) объемы выработки электрической энергии достигнут 120,8 млрд. кВт.ч,

в том числе:

ТЭС – 70,7 млрд. кВт.ч (58,5 %);

ГЭС – 13,1 млрд. кВт.ч (10,8 %);

ФЭС – 9,9 млрд. кВт.ч (8,2 %);

ВЭС – 8,6 млрд. кВт.ч (7,1 %); АЭС – 18,0 млрд. кВт.ч (14,9 %); блок-станции – 0,6 млрд. кВт.ч (0,5 %);

в) снизится расход природного газа с 16,5 млрд куб.м до 12,1 млрд.куб.м, при этом ежегодный объем сжигания угля возрастет с 4,1 млн.тонн до 8,5 млн.тонн.

№	Наименование топлива	2019 г	2025 г	2030 г
1	Природный газ (млн. м3)	15,8	12,7	12,1
2	Уголь (млн. тонн)	3,6	8,5	8,5
3	Мазут (тыс. тонн)	204	50	50

Таблица 2.9.1 –Расход топлива при выработке электрической энергии

г) в собственности государства останутся ГЭС, АЭС и некоторые ТЭС, а большая часть генерации будет сосредоточена в частном секторе;

д) к 2025 году потери электрической энергии при её передаче сократятся до 2,4 % или в 1,03 раза относительно 2019 года, при распределении до 7,9 % или в 1,51 раз ниже уровня 2019 года.

При этом, к 2030 году показатель потерь при передаче электрической энергии составит 2,35 % или сократится в 1,05 раза относительно 2019 года, при распределении - 6,5 % или в 1,85 раз ниже 2019 года.

е) в рамках развития ВИЭ будут решены задачи по обеспечению доступной электрической энергией энергодефицитных регионов республики, достижению целей по улучшению экологии и повышению энергоэффективности, стимулированию развития местной промышленности, инфраструктуры и созданию рабочих мест.

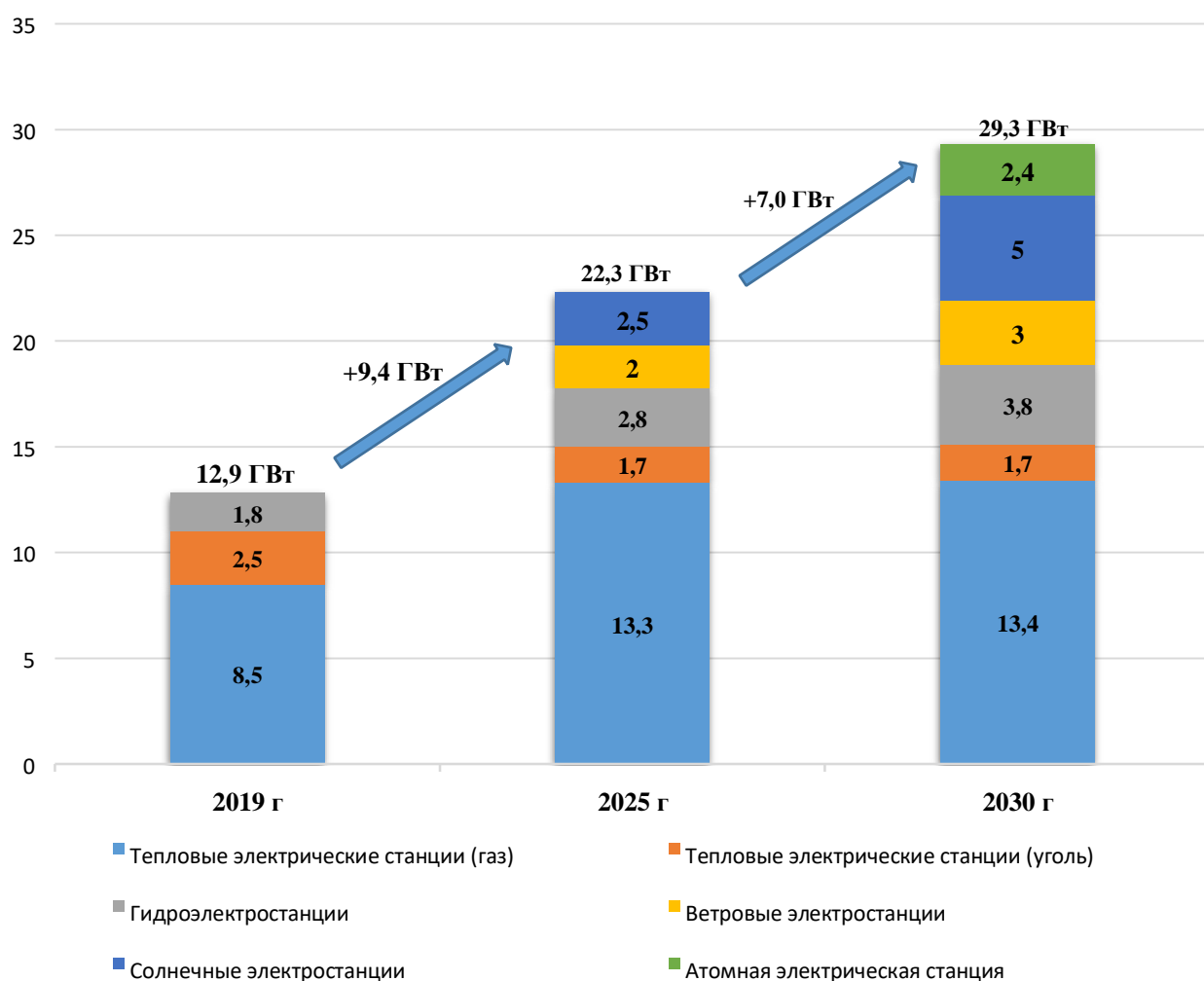


Рисунок 2.9.6 – Изменение установленной мощности 2019-2030 гг., МВт

3. Сравнение прогнозных балансов.

3.1 Сравнение по горизонту планирования.

Таблица. Системы перспективного планирования электроэнергетики государств СНГ.

Страна СНГ	Горизонт планирования	Наименование документа	Периодичность утв-я
 Азербайджанская Республика	среднесрочный (4 года)	Стратегические дорожные карты 2017-2020	–
	долгосрочный (10 – 15 лет)	Стратегические дорожные карты до 2025 г. и целевой взгляд после 2025 г.	–
		Прогноз развития энергетического сектора 2017 – 2030	–
 Республика Армения	среднесрочный	– нет информации –	–
	долгосрочный (16 лет)	Пути долгосрочного развития энергетики Армении до 2036 г.	–
 Республика Беларусь	среднесрочный (5 лет)	Отраслевая программа развития электроэнергетики на 2016 – 2020	–
	долгосрочный (10 лет)	Концепция развития электро-генерирующих мощностей и электрических сетей до 2030 г.	–
 Республика Казахстан	среднесрочный (7 лет)	Прогнозный баланс электрической энергии и мощности	ежегодно ¹⁹
	долгосрочный (10 лет)	Концепция развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 г. ²⁰	–
 Кыргызская Республика	среднесрочный (6 лет)	Программа «Жаны доорго – кырк кадам 2018 – 2023»	–
	долгосрочный (15 – 17 лет)	Стратегия развития топливно-энергетического комплекса до 2025 г.	–
 Республика Молдова	среднесрочный	– нет информации –	–
	долгосрочный (15 – 17 лет)	Энергетическая стратегия Республики Молдова до 2030 г.	–
 Российская Федерация	среднесрочный (7 лет)	Схема и программа развития ЕЭС России	ежегодно ²¹
	долгосрочный (15 лет)	Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 г.	каждые три года
Энергетическая стратегия России до 2035 г.		не регламентируется	

¹⁹ ст. 15-1 Закона Республики Казахстан от 9 июля 2004 г. № 588 «Об электроэнергетике»

²⁰ утверждена постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724

²¹ п. 16 – 24 постановления Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 г. № 823

 Республика Таджикистан	среднесрочный (5 – 6 лет)	Программа среднесрочного развития 2016 – 2020	–
		План мероприятий по реализации приоритетных проектов в энергетической отрасли 2015 – 2020	–
		Программа освоения ВИЭ и строительства малых ГЭС 2016 – 2020	–
	долгосрочный (15 – 25 лет)	Национальная стратегия развития Республики Таджикистан до 2030 г.	–
		Генеральный план развития энергетического сектора Таджикистана 2015 – 2039	–
 Республика Узбекистан	среднесрочный (5 лет)	Стратегия развития АО «Национальные электрические сети Узбекистана» на 2020 – 2025	–
		Стратегия развития АО «Тепловые электрические станции» на 2020 – 2025	–
	долгосрочный (10 лет)	Концепция обеспечения Республики Узбекистан электрической энергией на 2020 – 2030	–

Долгосрочный прогноз спроса на электрическую энергию (потребление электрической энергии)																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Прогноз спроса на мощность (максимум потребления)																
ГОД	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Прогноз экспорта и импорта электрической энергии																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Прогноз экспорта и импорта мощности																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Перечень атомных электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации/установленная мощность АЭС																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация*																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Перечень гидравлических электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации/установленная мощность ГЭС																
год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация*																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

* с 2020 по 2025 годы в Схеме и программе развития ЕЭС России есть информация о вводе, демонтаже, модернизации и перемаркировке генерирующих объектов, но не указывается перечень всех действующих электростанций ЕЭС России.

Перечень тепловых электростанций, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации/установленная мощность ТЭС

год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация*																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Перечень ВИЭ, действующих и планируемых к сооружению, расширению, модернизации и выводу из эксплуатации/установленная мощность ВИЭ

год	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация*																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

* с 2020 по 2025 годы в Схеме и программе развитии ЕЭС России есть информация о вводе, демонтаже, модернизации и перемаркировке генерирующих объектов, но не указывается перечень всех действующих электростанций ЕЭС России.

БАЛАНС МОЩНОСТИ																
ГОД	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

БАЛАНС ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ																
ГОД	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Перечень действующих и планируемых к сооружению объектов электрических сетей

ГОД	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

Потребность тепловых электростанций в топливе

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Азербайджанская Республика																
Республика Армения																
Республика Беларусь																
Республика Казахстан																
Кыргызская Республика																
Республика Молдова																
Российская Федерация																
Республика Таджикистан																
Республика Узбекистан																

3.2 Сравнение балансов по содержанию.

3.2.1 Баланс мощности.

	Азербайджанская Республика	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Республика Молдова	Российская Федерация	Республика Таджикистан	Республика Узбекистан
Потребность, всего									
Максимум потребления									
Установленная мощность (на конец года)									
УМ с разбивкой по АЭС, ГЭС, ТЭС, ВИЭ									
УМ ВИЭ с разбивкой по ВЭС, СЭС									
Располагаемая мощность									
Неиспользуемая мощность									
Ограничения мощности (на максимум нагрузки)									
Невыдаваемая мощность									
Запертая мощность									
Негарантированная мощность ГЭС									
Экспорт мощности									
Резерв мощности									
в т.ч. первичный/вторичный									
Вводы мощности, всего									
Вводы мощности по АЭС, ГЭС, ТЭС, ВИЭ									
Вводы мощности ВИЭ по видам									
Вводы мощности после прохождения максимума									
Вводы мощности по УМ, РМ, НМ									
Демонтаж мощности, всего									
Демонтаж мощности по АЭС, ГЭС, ТЭС, ВИЭ									
Демонтаж мощности по УМ, РМ, НМ									

3.2.2 Баланс электроэнергии

	Азербайджанская Республика	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Республика Молдова	Российская Федерация	Республика Таджикистан	Республика Узбекистан
Потребление									
Экспорт-импорт (сальдо)									
Перетоки между зонами									
Потребление на собственные нужды, в т.ч. заряд ГАЭС									
Потребление по секторам (с/х, транспорт и т.д.)									
Потребность, всего									
Производство, всего									
Производство по видам генерации (АЭС, ГЭС, ТЭС, ВИЭ)									
Производство ВИЭ по видам									
Избыток (+)/дефицит(-)									
Число часов использования УМ по АЭС, ТЭС, ВИЭ									
Потери, суммарные									

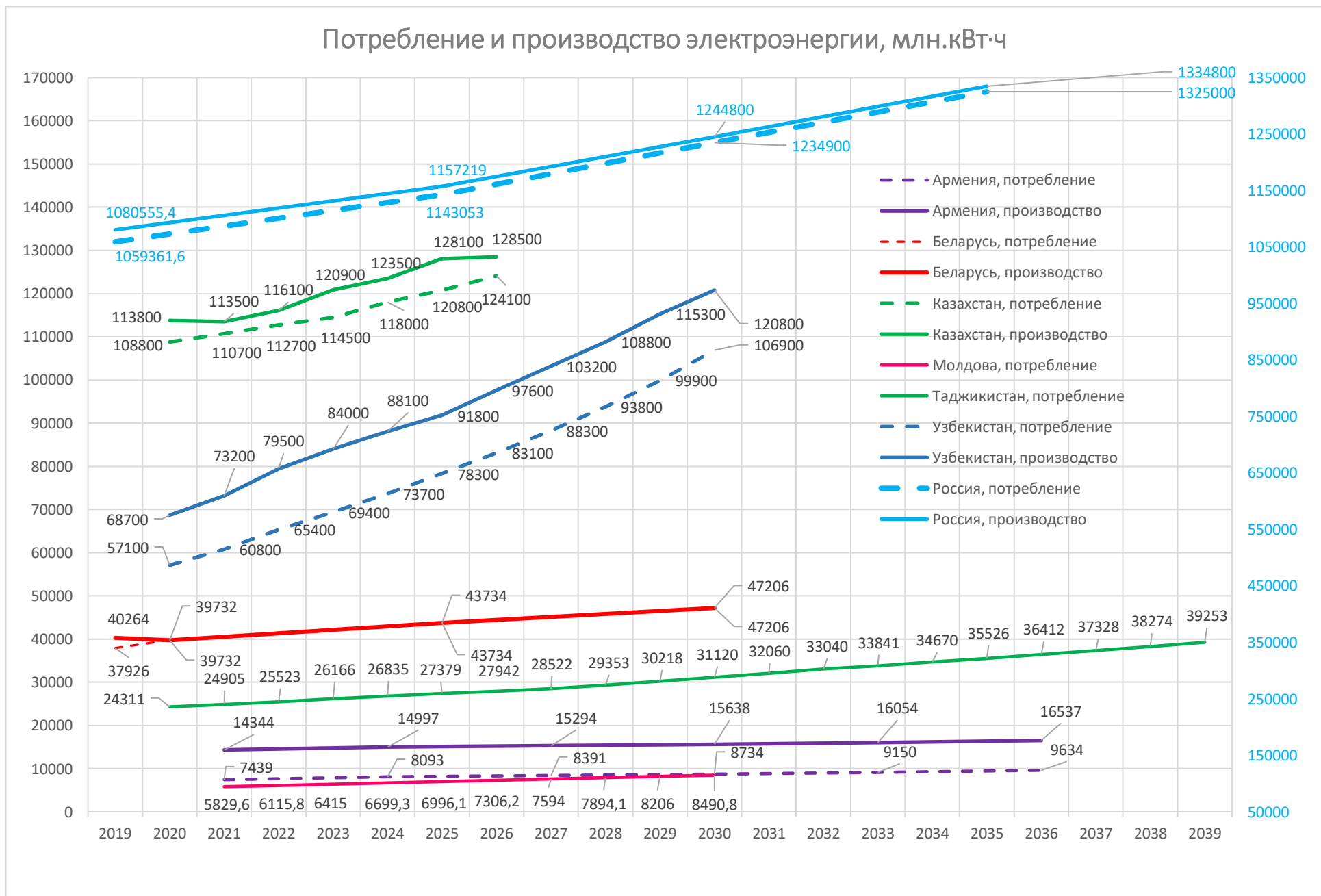
3.2.3 Топливный баланс

Потребность тепловых электростанций в топливе/расход при выработке э/э	Газ	Азербайджанская Республика	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Республика Молдова	Российская Федерация	Республика Таджикистан	Республика Узбекистан
	Нефтепродукты									
	Уголь									
	Прочее									

3.3 Перечень действующих и планируемых к сооружению объектов электрических сетей

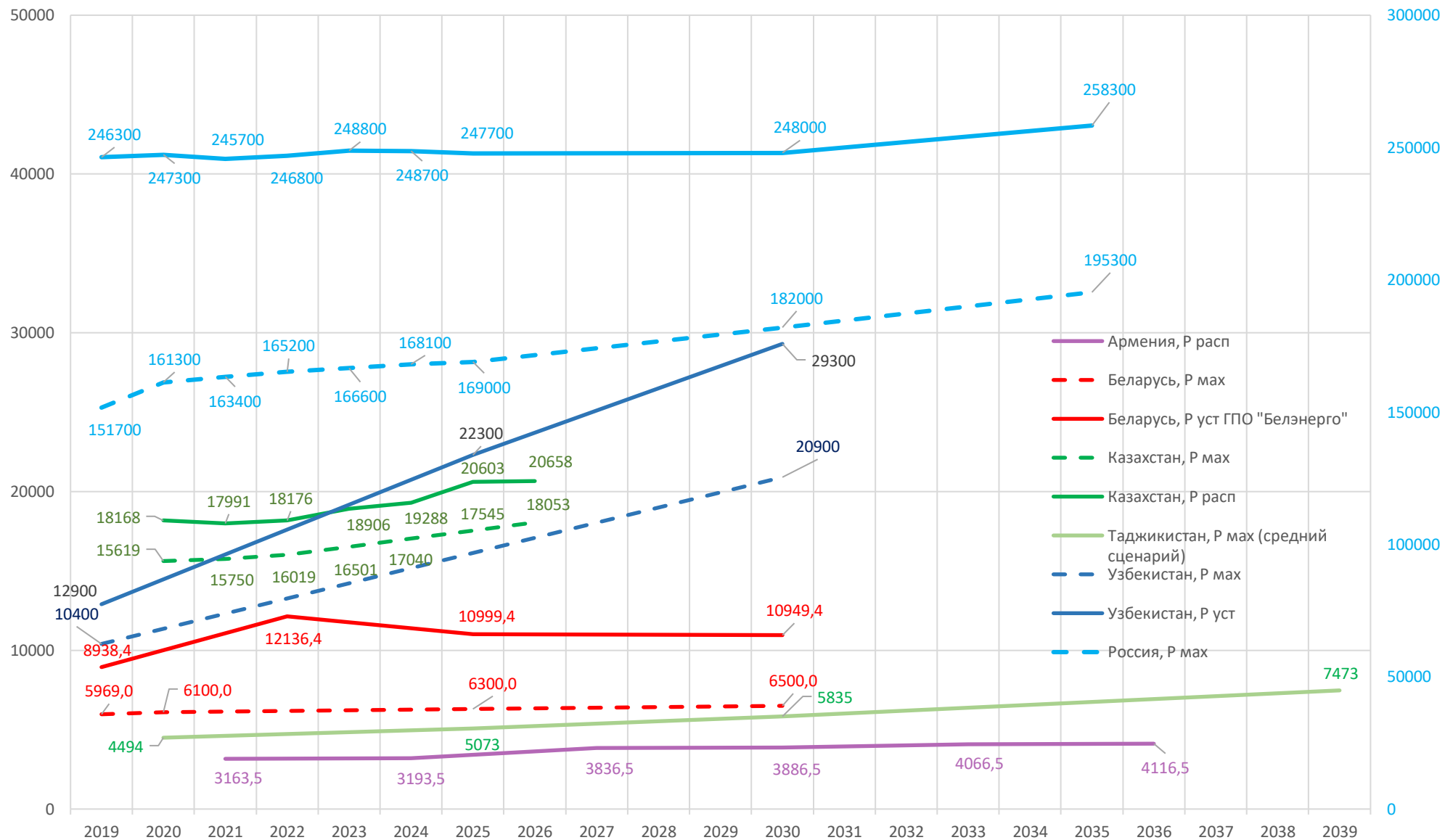
Перечень действующих и планируемых к сооружению объектов электрических сетей	Азербайджанская Республика	Республика Армения	Республика Беларусь	Республика Казахстан	Кыргызская Республика	Республика Молдова	Российская Федерация	Республика Таджикистан	Республика Узбекистан
Перечень действующих объектов ЛЭП									
Размещение действующих объектов ЛЭП									
Протяженность действующих объектов ЛЭП									
Пропускная способность действующих объектов ЛЭП									
Номинальная мощность действующих объектов ЛЭП									
Перечень действующих подстанций									
Мощность действующих подстанций									
Перечень планируемых к сооружению объектов ЛЭП									
Срок ввода в эксплуатацию планируемых к сооружению объектов ЛЭП									
Размещение планируемых к сооружению объектов ЛЭП									
Протяженность планируемых к сооружению объектов ЛЭП									
Перечень планируемых к сооружению подстанций									
Мощность планируемых к сооружению подстанций									
Перечень планируемых к модернизации электросетевых объектов									
Модернизируемые параметры									
Перечень планируемых к выводу из эксплуатации электросетевых объектов									

3.4 Данные по потреблению и производству электроэнергии.



3.5 Данные по мощности.

Мощность, МВт



4 Заключение

4.1 Отличительные особенности прогнозных балансов.

4.1.1 Республика Армения

Среди особенностей создания прогнозных балансов в Республике Армения можно выделить:

1. Максимальный горизонт прогнозирования – до 2036 года;
2. Прогнозирование осуществляется с использованием специализированного программного обеспечения;
3. Прогнозирование данных на каждый год периода прогноза, указана необходимость пересмотра прогноза каждые 2-3 года для учета происходящих изменений;
4. В части баланса мощности - прогнозирование экспорта мощности, резерва мощности, в т.ч. первичного и вторичного, прогнозирование новых вводов ВИЭ отдельно по видам;
5. В части баланса электроэнергии – прогнозирование потерь, прогнозирование потребления по секторам экономики (с/х, транспорт и т.д.);
6. В части информации о сетевых объектах – есть данные по модернизации ЛЭП и подстанций.

4.1.2 Республика Беларусь

1. Максимальный горизонт прогнозирования – 2030 г.
2. Баланс электрической энергии дается на 2020, 2025 и 2030 гг., установленной мощности – на 2022, 2025 и 2030 гг.

4.2.3 Республика Казахстан

1. Информация в п. 2.4 предоставлена компанией KEGOC.
2. Системный оператор ежегодно разрабатывает оперативный прогнозный баланс электрической энергии и мощности на предстоящий семилетний период в соответствии со статьей 15-1 Закона Республики Казахстан «Об электроэнергетике».
3. Долгосрочный прогноз содержится в Концепции развития топливно-энергетического комплекса Республики Казахстан до 2030 года, утвержденной Постановлением Правительства Республики Казахстан от 28 июня 2014 года № 724, и содержит данные на перспективу 15 лет с реперными точками +10 и +15 лет к моменту составления прогноза (2014 г.);
4. В части прогнозного баланса мощности на 7 лет:
 - деление по составляющим мощности на установленную, располагаемую и неиспользуемую;
 - нет информации по вводам и выводам по типу генерации (ГЭС, ТЭС и т.д.);
 - есть прогноз по необходимому резерву мощности с делением на первичный и вторичный;
5. В части прогнозного баланса электроэнергии на 7 лет – деление производства электроэнергии только на ВИЭ и не-ВИЭ.

4.2.4 Республика Молдова

Среди особенностей создания прогнозных балансов в Республике Молдова можно выделить обобщенный характер представленной информации без указания конкретных показателей по сравнению с прогнозными балансами других стран, за исключением планируемых к сооружению объектов ЛЭП.

Приложение 5 к Стратегии содержит SWOT-анализ предложенных стратегических вариантов интегрирования электрической системы Республики Молдова в ENTSO-E EC - совместно с Украиной, без Украины, асинхронное интегрирование (станции back-to-back), SWOT-анализ вариантов расширения внутренних мощностей для производства электрической энергии, SWOT-анализ вариантов сделок по электрической энергии и природному газу.

Обращает внимание прогноз роста потребления электроэнергии – с 5829,6 млн.кВт*ч в 2021 г. до 8490,8млн.кВт*ч в 2030 г., величина среднего ежегодного прироста - 4,3%.

4.2.5 Российская Федерация

1. Применяется многоуровневая система перспективного планирования, которая охватывает различные горизонты и представлена документами с различной степенью детализации;

2. Максимальный горизонт прогнозирования – до 2035 года;

3. Прогнозные показатели спроса в Генеральной схеме представлены с пятилетним интервалом: на 2020, 2025, 2030 и 2035 год в двух сценарных вариантах – базовом и минимальном с детализацией по объединенным энергетическим системам;

4. В части баланса мощности – есть данные по запертой мощности и негарантированной мощности ГЭС;

5. В части баланса электроэнергии – есть данные по экспорту/импорту, потребности для заряда гидроаккумулирующих электростанций, числу часов использованию УМ;

6. В информации о сетевых объектах есть данные по модернизации;

7. Есть топливный баланс – прогноз потребности тепловых электростанций в топливе с пятилетним интервалом до 2035 г.

8. В части функционирования рынка электрической энергии и мощности – есть информация о мерах, направленных на развитие рыночных механизмов.

4.2.6 Республика Таджикистан

1. Привлечение к прогнозированию сторонних участников - западных компаний, финансирование проекта средствами Азиатского Банка Развития;

2. Максимальный горизонт прогнозирования – до 2039 года;

3. Прогнозирование данных на каждый год периода прогноза;

4. Широкая вариативность – 3 основных варианта развития с различными сценариями внутри каждого варианта;

5. В части баланса мощности - прогнозирование новых вводов ВИЭ отдельно по видам;

6. В части баланса электроэнергии – прогнозирование потерь и потребления по секторам экономики (с/х, транспорт и т.д.)

7. В части информации о сетевых объектах – данные по модернизации ЛЭП и подстанций

4.2.7. Республика Узбекистан

1. Максимальный горизонт прогнозирования – до 2039 года;
2. Данные по производству и потреблению электроэнергии, установленной мощности ВИЭ и установленной мощности ГЭС представлены на каждый год периода прогнозирования, остальные – на 2025 и 2030 гг.;
3. Есть данные по расходу топлива на выработку электроэнергии;
4. Балансы электроэнергии и мощности как таковые не прогнозируются;
5. Обращает внимание прогноз роста потребления и производства электроэнергии (величина среднего ежегодного прироста –6,5% и 5,8% соответственно), а также установленной мощности и P_{\max} в зимний период (величина среднего ежегодного прироста – 6,5% и 7,7% соответственно).

Итоги.

Подготовленный Исполнительным комитетом совместно с участниками Координационного совета и представителями органов управления электроэнергетикой и электроэнергетических компаний государств-участников СНГ «Обзор опыта государств-участников СНГ по разработке перспективных балансов электрической энергии и мощности энергосистем» продемонстрировал разнообразие подходов в государствах-участниках СНГ к процессу прогнозирования балансов электроэнергии и мощности как в горизонтах прогнозирования, так и в содержании прогнозов, количестве прогнозируемых сценариев, прогнозируемых показателях балансов и т.д. В рассмотренных документах не учтено влияние пандемии covid-19, которое скорее всего потребует существенной корректировки и пересмотра ранее сделанных прогнозов.

Следует отметить, что собираемые по единому шаблону Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ данные о прогнозных балансах и сетевых объектах государств-участников СНГ в соответствии с утвержденным на 37-м заседании ЭЭС СНГ Порядком формирования прогнозных данных о балансах электрической энергии и мощности в энергосистемах государств-участников СНГ, хотя и не обладают таким объемом информации, как национальные документы, однако содержат необходимый и достаточный объем информации, которая может дать представление о развитии энергосистем государств-участников СНГ на среднесрочную перспективу, а также могут ежегодно корректироваться, учитывая непредвиденные события, способные привести к существенным изменениям в развитии энергосистем .