

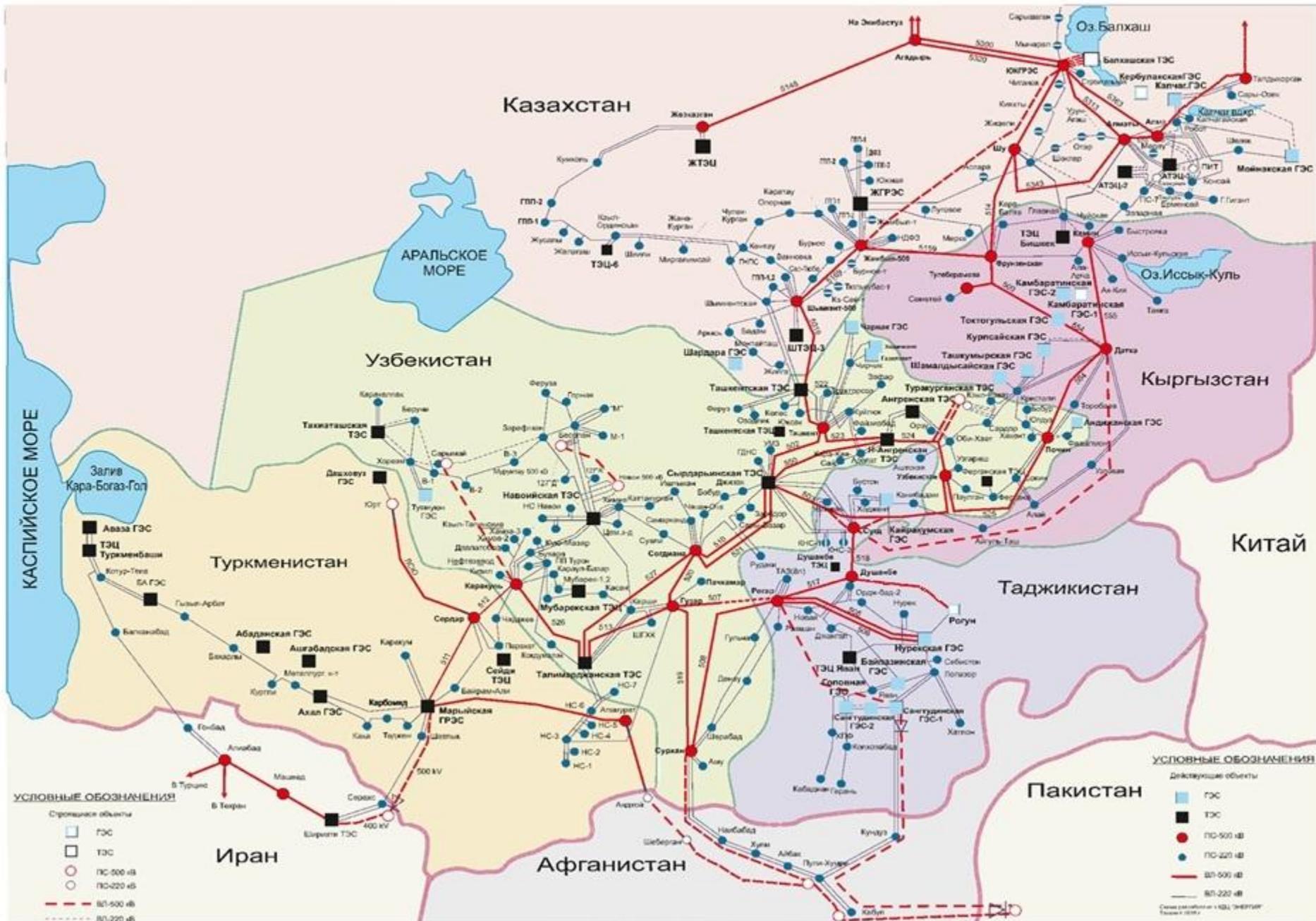
Круглый стол «Создание общих энергетических рынков и роль ВИЭ в повышении энергетической безопасности»

**Современное состояние, перспективы
развития и проблемные вопросы в
Объединенной энергосистеме
Центральной Азии**

Директор КДЦ «Энергия» к.т.н. Шамсиев Х.А.

Москва, 24 Октября 2019

Перспективный план развития электрических сетей Центральной Азии



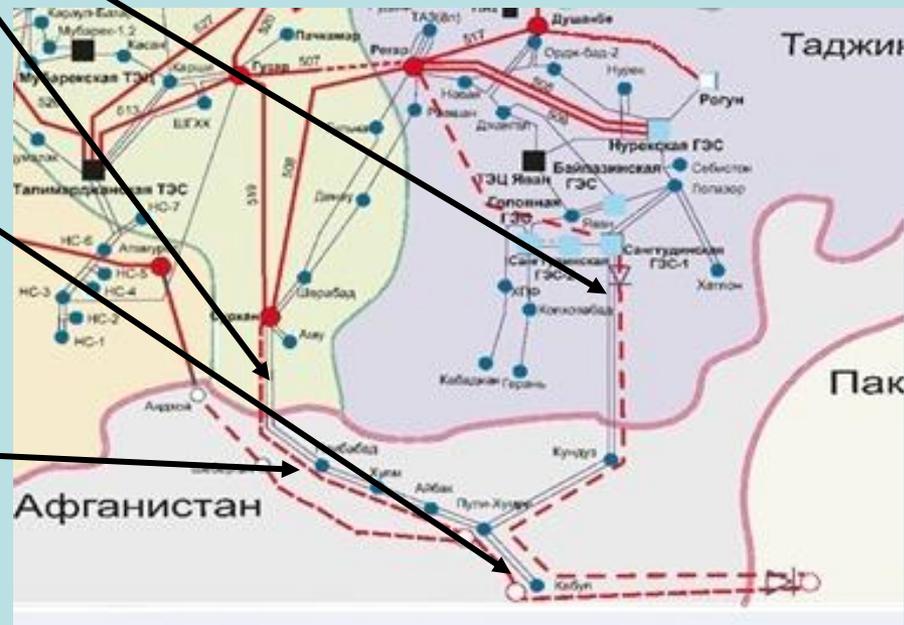
- В настоящее время в составе ОЭС ЦА работают энергосистемы Южной части Казахстана, Кыргызстана и Узбекистана, которые через энергосистему Казахстана работают параллельно с Единой энергосистемой России и СНГ.
- Частоту в Единой энергосистеме СНГ регулирует ЕЭС России. Поэтому все небалансы в ОЭС ЦА ложатся на транзит Север – Юг Казахстана, который после ввода в работу транзита 500 кВ Север – Восток – Юг Казахстана повысил надежность связи ОЭС ЦА с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России.



- В конце 2009 года из-за проблем с соблюдением балансов по мощности и энергии дефицитная таджикская энергосистема была отделена от ОЭС ЦА и до настоящего времени работает изолированно.
- В настоящее время энергосистемы Узбекистана и Таджикистана приступили вплотную к восстановлению параллельной работы.
- Сторонами согласована схема подключения по транзиту 500 кВ Регар – Сурхан на Юге и с врезкой ВЛ 500 кВ СДТЭС – Узбекистан на ПС Сугд, ведется проектирование прилегающей сети и ПА при поддержке АБР.
- При реализации этой схемы появляется еще одно кольцо 500 кВ через таджикскую энергосистему, что значительно увеличит надежность как таджикской энергосистемы, так и прилегающих энергоузлов энергосистемы Узбекистана.
- Вопрос с восстановлением Л-507 (Регар – Гузар):
 - Таджикистан настаивает на восстановлении этой линии;
 - Обращаем внимание, что при этом при аварийном отключении Л-508 или Л-519 и в ремонтных режимах этих линий надежность поставок в Афганистан и Сурхандарьинский энергоузел не обеспечивается (ограничения до 600 МВт);
 - Решение вопроса - строительство 2x450 МВт ПГУ в Сурхандарье.



- С энергосистемами ОЭС ЦА по так называемым островным схемам работают отдельные, пассивные (без генерации) части энергосистемы Афганистана, которые присоединены к энергосистемам Узбекистана, Таджикистана и Туркменистана.
- В настоящее время энергоснабжение Северо-восточной энергосистемы Афганистана (NEPS) осуществляется по линиям 220 кВ в зимний период от узбекской энергосистемы (ПС Сурхан) и в летний период от таджикской энергосистемы (СангтудаГЭС-1), при этом параллельная работа этих энергосистем через афганскую подстанцию Пули-Хумри запрещается по условию устойчивости.
- Юго-восточная энергосистема Афганистана (SEPS) работает автономно.
- Возможности передачи мощности в NEPS по существующим линиям 220 кВ (длиной более 460 км) исчерпаны полностью и не превышают 420 МВт.
- Для создания Единой энергосистемы Афганистана одних линий 220 кВ недостаточно.
- В настоящее время ведется строительство ВЛ-500 кВ Пули Хумри – Кабул, которая объединит NEPS и SEPS.
- Узбекская энергосистема ведет строительство ВЛ-500 кВ Сурхан – Пули-Хумри, что позволит полноценно присоединить афганскую энергосистему к параллельной работе с ОЭС ЦА.



«Узкие» места в ОЭС ЦА:

1. После строительства транзита Север-Восток-Юг Казахстана самым узким местом в ОЭС оказался транзит ВЛ 500 кВ Л-514 (Шу-Фрунзе) с параллельными связями 220 кВ, который **работает практически с постоянным перегрузом** как по току (термическая стойкость ТТ на ПС Фрунзе), так и по устойчивости.

Необходимо:

- Заменить существующий ТТ 1000 А на ТТ 2000А.
- Создать вторую цепь, параллельную ВЛ 500 кВ Л-514, либо, как вариант, осуществить перезаводку ВЛ 500 кВ Л-515 (Жамбыл - Фрунзе), работающую с очень низкой загрузкой, на ПС Шу (тем самым, включив ПС Шу в кольцо 500 кВ и перенаправив поток энергии непосредственно в узел нагрузок – требуется подтвердить расчетами).

2. Обеспечение принципа N-1 в электрических сетях.

В частности:

- Создание внутреннего кольца 500 кВ в Кыргызстане (Фрунзе – Кемин).



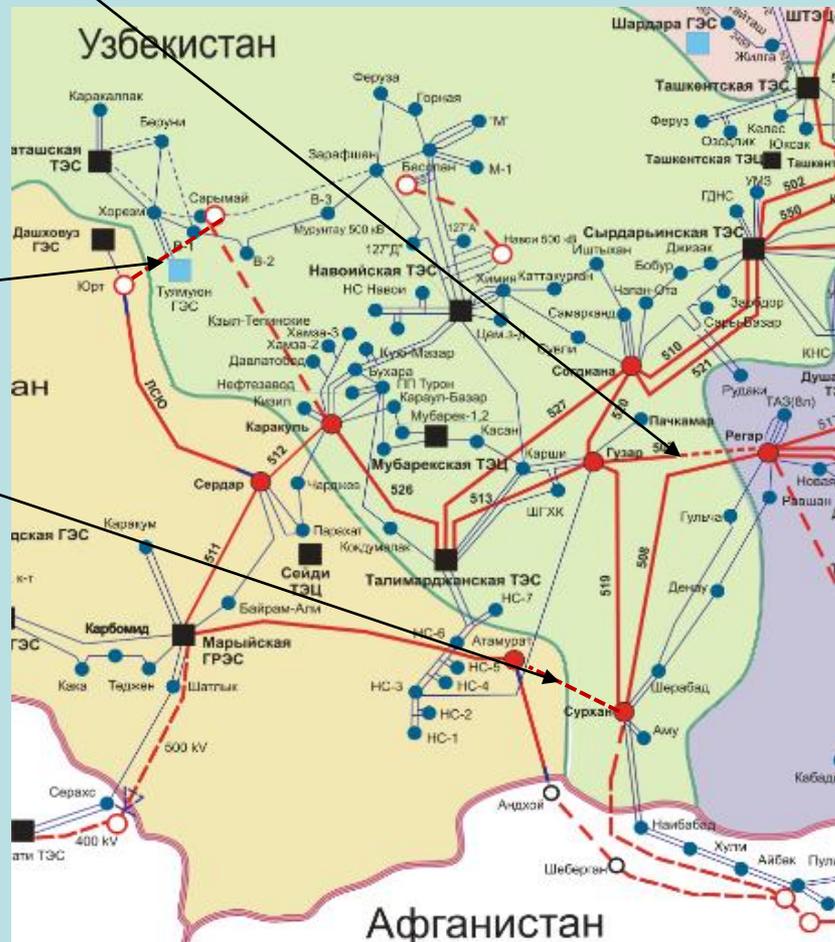
«Узкие» места в ОЭС ЦА:

- Восстановление ВЛ-500 кВ Гузар – Регар и врезка ВЛ СДТЭС – Узбекистанская на ПС Сугд

- Создание кольцевых схем 500 кВ между туркменской и узбекской энергосистемами

- Юрт – Сарымай
- Атамырат - Сурхан

- Создание кольца 500 кВ в Самарканд – Бухарской части Узбекистана (Каракуль – Сарымай- Бесопан – Навои 500 – Согдиана).



«Узкие» места в ОЭС ЦА:

3. Вопросы регулирования частоты:

- В настоящее время в ЕЭС СНГ, в которую входит ОЭС ЦА, частоту централизованно регулирует ЕЭС России (специально выделенные станции первичного и вторичного регулирования, которые поддерживают частоту 50 ± 0.05 Гц, в то время как стандартом определена нормальная частота 50 ± 0.2 Гц и аварийно допустимая частота 50 ± 0.4 Гц).
- Все энергосистемы, работающие параллельно с ЕЭС России обязаны выдерживать свой сальдо-переток на границе с Россией в пределах допустимых отклонений, заданных Россией. Для этого целесообразно использовать системы автоматического регулирования частоты и мощности (АРЧМ), но к ним, как правило, могут быть подключены ограниченное число мобильных энергоблоков.
- При превышении допустимых отклонений следуют штрафные санкции со стороны России по нетранспарентным ценам российского балансирующего рынка.
- Проблема регулирования небалансов будет стремительно нарастать по мере массивного внедрения переменчивых ВИЭ, таких как ветряные и, особенно, солнечные станции.
- Опыт ОЭС ЦА показывает, что регулирование перетока на границе – задача более сложная, чем регулирование частоты, т.к. при частоте 50 ± 0.05 Гц все небалансы жестко «ложатся» на трансграничные связи, в то время как при регулировании частоты:
 - имеется некоторое демпфирование за счет регулирующего эффекта нагрузки;
 - за счет участия большинства энергоблоков в регулировании потокораспределение изменяется не критично для трансграничных сечений.
- Имеется необходимость анализа возможности и/или необходимости перехода от централизованной системы регулирования частоты к децентрализованной, такой как в западных странах, где в регулировании участвуют все энергоблоки с заданными коэффициентами статизма.
- Последнее позволит за счет подключения большего количества энергоблоков или накопителей к регулированию снизить набросы на трансграничные сечения.

«Узкие» места в ОЭС ЦА:

4. Проблема, связанная с массовым строительством ПГУ

- В Узбекистане в последние годы массово вводили и вводят в эксплуатацию ПГУ, которые рассчитаны для работы в базовом режиме.
- Только недавно принято решение о строительстве в дальнейшем ПГУ Н-класса, которые позволяют осуществлять регулирование.
- В отличие от традиционных конденсационных энергоблоков ПГУ работают только на газе.
- При резком понижении температуры, что нередко имеет место в Центральной Азии с резко континентальным климатом, давление в газопроводах резко падает. В такое время спасают положение энергоблоки, работающие на резервном топливе – мазуте.
- С ростом парка ПГУ количество таких газомазутных блоков уменьшается.
- Как будет показано ниже, интеграция СЭС в больших объемах приведет к необходимости поддержания большого объема замещающих резервов. В условиях Узбекистана таковыми могут быть «горячие» резервы на ПГУ и КЭС, «холодные» резервы на ГТУ или газопоршневых станциях, которым понадобится дополнительный газ для поднятия мощностей.

Для справки: для ориентировочных расчетов можно принять, что для 1000 МВт мощностей нужно газа порядка 300 тыс. м³/час. Полное замещение СЭС, к примеру, в объеме 6000 МВт, потребует 1,8 млн. м³/час газа, что неприемлемо для существующей газотранспортной системы.

- Нужно при ПГУ, удаленных от месторождений газа, предусмотреть строительство газгольдеров (сжатый газ, СПГ).

«Узкие» места в ОЭС ЦА:

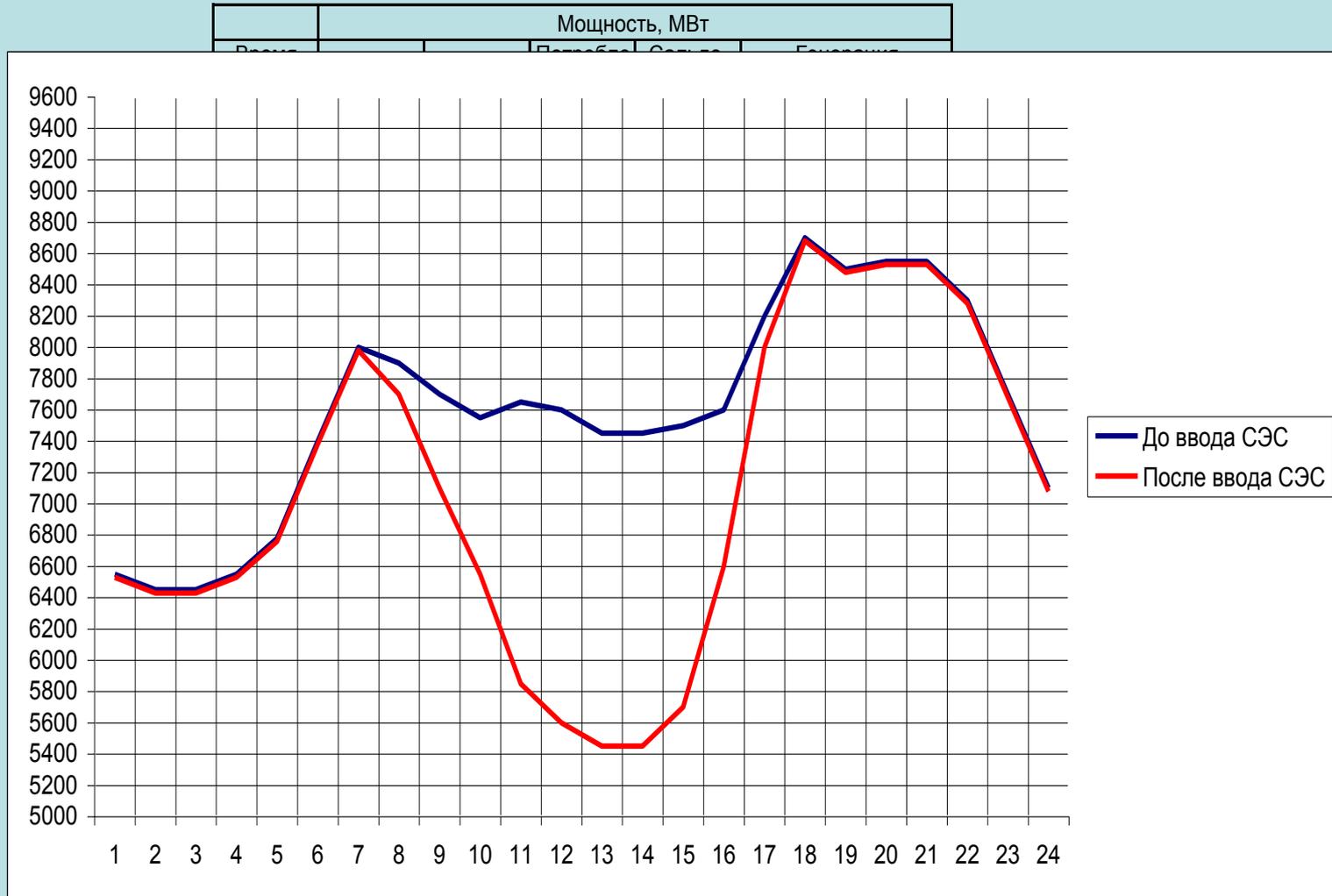
5. Проблемы внедрения ВИЭ:

- В Казахстане и в Узбекистане разрабатываются амбициозные планы по строительству ВИЭ:
 - в Казахстане в основном ВЭС;
 - в Узбекистане в основном СЭС (уже имеются предложения на 6-9 ГВт, что сопоставимо с потреблением в дневное время).
- ВЭС и СЭС – переменчивые виды ВИЭ, которые вносят дисбалансы в виде труднопредсказуемых флуктуаций, зависящих от погоды.
- СЭС также имеют ограниченный период максимальной мощности, которая полностью прерывается в темное время суток.
- Производители энергии на ВЭС и СЭС должны:
 - самостоятельно приобрести необходимое оборудование и программное обеспечение для точного прогнозирования своего графика генерации для представления его Системному оператору;
 - самостоятельно выполнять технические требования, предъявляемые к устройствам ВИЭ;
 - принимать меры по снижению дисбалансов, вызванных устройствами ВИЭ.
- Энергосистемы должны определить (с привлечением консультантов) предельный объем ВИЭ, допустимый с точки зрения обеспечения безопасности функционирования энергосистемы и ОЭС ЦА.
- Инвесторам и правительствам необходимо понимать, что время искусственного продвижения ВИЭ за счет предоставления государством обязательств по обязательной покупке «зеленой» энергии прошло: в мире уже нередки случаи, когда энергия ВИЭ продается по отрицательным тарифам, а преференции и льготы более не предоставляются.
- Энергосистемам серьезно нужно заняться вопросом внедрения накопителей.

«Узкие» места в ОЭС ЦА:

К чему приведет внедрения ВИЭ рассмотрим на следующем примере.

Изменение суточной генерации ТЭС и ГЭС УзЭС до и после ввода СЭС мощностью 2000 МВт



Возможная интеграция СЭС в узбекской энергосистеме.

Был взят один из характерных дней, в котором увеличивали мощности СЭС до тех пор, пока все станции УзЭС не исчерпали свой резерв на разгрузку. Приведем конечную таблицу:

Час	Мощность, МВт			М-ть, МВт	Мощность, МВт							Сум.ген	Потребление	Экспорт в Афганистан	Сальдо-переток
	ГЭС	в т.ч.			ТЭС	в т.ч.		Расп.мощ.ТЭС		Резерв ТЭС					
		баз	рег			баз	рег	Макс	Мин	До макс	До мин				
1	386	386	0	0	6845	6845	0	7915	6845	1070	0	7231	7220	375	-364
2	386	386	0	0	6845	6845	0	7915	6845	1070	0	7231	7220	375	-364
3	386	386	0	0	6845	6845	0	7915	6845	1070	0	7231	7220	375	-364
4	386	386	0	0	6845	6845	0	7915	6845	1070	0	7231	7270	375	-414
5	386	386	0	0	6955	6845	110	8025	6955	1070	0	7341	7380	375	-414
6	386	386	0	0	6925	6845	80	8095	6925	1170	0	7311	7610	375	-674
7	386	386	0	395	7175	6845	330	8245	7175	1070	0	7956	7880	375	-299
8	386	386	0	900	7175	6845	330	8245	7175	1070	0	8461	7910	375	176
9	386	386	0	1705	7175	6845	330	8245	7175	1070	0	9266	7870	375	1021
10	386	386	0	2152	7195	6845	350	8265	7195	1070	0	9733	7880	375	1478
11	386	386	0	2310	7195	6845	350	8265	7195	1070	0	9891	7880	375	1636
12	386	386	0	2982	7195	6845	350	8265	7195	1070	0	10563	7880	375	2308
13	386	386	0	2310	7205	6845	360	8265	7205	1060	0	9901	7880	375	1646
14	386	386	0	2152	7195	6845	350	8265	7195	1070	0	9733	7880	375	1478
15	386	386	0	1705	7195	6845	350	8265	7195	1070	0	9286	7980	375	931
16	386	386	0	900	7325	6845	480	8395	7325	1070	0	8611	8080	375	156
17	386	386	0	395	7625	6845	780	8795	7625	1170	0	8406	8480	375	-449
18	386	386	0	0	7975	6845	1130	8895	7975	920	0	8361	9030	400	-1069
19	386	386	0	0	8095	6845	1250	9015	8095	920	0	8481	9190	400	-1109
20	386	386	0	0	7845	6845	1000	8895	7845	1050	0	8231	9210	400	-1379
21	386	386	0	0	7725	6845	880	8695	7725	970	0	8111	8960	400	-1249
22	386	386	0	0	7575	6845	730	8545	7575	970	0	7961	8570	375	-984
23	386	386	0	0	7175	6845	330	8245	7175	1070	0	7561	8250	375	-1064
24	386	386	0	0	6975	6845	130	7945	6975	970	0	7361	7620	375	-634
	9264	9264	0	17906	174280	164280	10000	199530	174280	25250	0	201450	192350	9100	0

Для обеспечения максимальной интеграции СЭС пришлось все тепловые станции разгрузить до технологического минимума, гидростанции разгрузить до базовой нагрузки. При этом суммарная мощность СЭС оказалась 2982 МВт.

Обращаем внимание, что при этом в дневное время до 2300 МВт «уходят» за пределы ОЭС ЦА, которые необходимо вернуть в другие часы суток (кстати, такая практика балансирования за счет соседей существует в Дании, Германии, Калифорнии и др.).

Расчет объемов услуг за регулирование

Модуль отклонения	Покупка регул. мощности, МВт		
	Ккрат=2	Var Ккрат	
55	110	2	110
46	92	2	92
46	92	2	92
46	92	2	92
46	92	2	92
65	130	2	130
37	74	1	37
28	56	1	28
242	484	4	968
495	990	4	1980
629	1258	4	2516
1000	2000	4	4000
789	1578	4	3156
685	1370	4	2740
412	824	4	1648
69	138	2	138
222	444	4	888
489	978	4	1956
529	1058	4	2116
829	1658	4	3316
749	1498	4	2996
664	1328	4	2656
744	1488	4	2976
464	928	4	1856
МВт	782		1524
дол/мес	2 015 137		3 929 194
дол/год	24 181 640		47 150 331

Для сравнения: Объем покупки услуг по регулированию узбекской энергосистемой составил:

- в наиболее несбалансированные 2013-14 годы (как по мощности, так и по энергии), соответственно, 17,9 и 18,7 млн. дол.

- в 2018 году – 1,765 млн. дол.

Внедрение СЭС в объеме 3000 МВт приведет к увеличению покупки услуг по регулированию в 6 раз.

Интеграция СЭС с учетом ограничений по регулированию и сети.

Поставим условные ограничения, что возможности по регулированию у соседних энергосистем ограничены величиной 1000 МВт как на загрузку, так и на разгрузку.

Qishda 1624 MVt QES															
Час	Мощность, МВт			М-ть, МВт СЭС	Мощность, МВт							Сум.ген	Потребление	Экспорт в Афганистан	Сальдо-переток
	ГЭС	в т.ч.			ТЭС	в т.ч.		Расп.мощ.ТЭС		Резерв ТЭС					
		баз	рег			баз	рег	Макс	Мин	До макс	До мин				
1	416	386	30	0	7234	6845	389	7915	6845	681	389	7650	7220	375	55
2	406	386	20	0	7235	6845	390	7915	6845	680	390	7641	7220	375	46
3	406	386	20	0	7235	6845	390	7915	6845	680	390	7641	7220	375	46
4	456	386	70	0	7235	6845	390	7915	6845	680	390	7691	7270	375	46
5	456	386	70	0	7345	6845	500	8025	6955	680	390	7801	7380	375	46
6	506	386	120	0	7544	6845	699	8095	6925	551	619	8050	7610	375	65
7	646	386	260	202	7444	6845	599	8245	7175	801	269	8292	7880	375	37
8	596	386	210	493	7224	6845	379	8245	7175	1021	49	8313	7910	375	28
9	386	386	0	926	7175	6845	330	8245	7175	1070	0	8487	7870	375	242
10	386	386	0	1169	7195	6845	350	8265	7195	1070	0	8750	7880	375	495
11	436	386	50	1253	7195	6845	350	8265	7195	1070	0	8884	7880	375	629
12	436	386	50	1624	7195	6845	350	8265	7195	1070	0	9255	7880	375	1000
13	586	386	200	1253	7205	6845	360	8265	7205	1060	0	9044	7880	375	789
14	576	386	190	1169	7195	6845	350	8265	7195	1070	0	8940	7880	375	685
15	646	386	260	926	7195	6845	350	8265	7195	1070	0	8767	7980	375	412
16	706	386	320	493	7325	6845	480	8395	7325	1070	0	8524	8080	375	69
17	806	386	420	202	7625	6845	780	8795	7625	1170	0	8633	8480	375	-222
18	966	386	580	0	7975	6845	1130	8895	7975	920	0	8941	9030	400	-489
19	966	386	580	0	8095	6845	1250	9015	8095	920	0	9061	9190	400	-529
20	936	386	550	0	7845	6845	1000	8895	7845	1050	0	8781	9210	400	-829
21	886	386	500	0	7725	6845	880	8695	7725	970	0	8611	8960	400	-749
22	706	386	320	0	7575	6845	730	8545	7575	970	0	8281	8570	375	-664
23	556	386	170	0	7325	6845	480	8245	7175	920	150	7881	8250	375	-744
24	406	386	20	0	7125	6845	280	7945	6975	820	150	7531	7620	375	-464
	14274	9264	5010	9710	177466	164280	13186	199530	174280	22064	3186	201450	192350	9100	0

Ограничение по приему и выдаче мощности величиной 1000 МВт существенно снизило диапазон получения помощи от соседних энергосистем. Предел по интеграции СЭС оказался равным всего лишь 1624 МВт.

Исходный летний режим

Летний режим отличается от зимнего тем, что Узбекистан обязан осуществлять прием электроэнергии из Кыргызстана и Таджикистана для обеспечения ирригационных потребностей республики. Кроме этого, все гидростанции Узбекистана «ложатся» в базовый режим, т.е. диапазон для регулирования на ГЭС практически исчезает.

С учетом этого возможности для интеграции СЭС существенно сужаются.

Час	Мощность, МВт			Мощность, МВт							Сум.ген	Потребление	Import - 15000	Сальдо-переток
	ГЭС	в т.ч.		ТЭС	в т.ч.		Расп.мощ.ТЭС		Резерв ТЭС					
		баз	рег		баз	рег	Макс	Мин	До макс	До мин				
1	1061	1055	6	5268	5118	150	6080	5200	812	68	6329	6820	-625	134
2	1061	1055	6	5298	5118	180	6080	5200	782	98	6359	6730	-625	254
3	1061	1055	6	5148	5118	30	6080	5050	932	98	6209	6710	-625	124
4	1061	1055	6	5123	5118	5	6080	5050	957	73	6184	6665	-625	144
5	1055	1055	0	5118	5118	0	6080	5050	962	68	6173	6760	-625	38
6	1061	1055	6	5162	5118	44	6180	5100	1018	62	6223	7020	-625	-172
7	1194	1055	139	5488	5118	370	6280	5400	792	88	6682	7385	-625	-78
8	1354	1055	299	5588	5118	470	6380	5500	792	88	6942	7520	-625	47
9	1234	1055	179	5598	5118	480	6510	5530	912	68	6832	7620	-625	-163
10	1369	1055	314	5848	5118	730	6640	5760	792	88	7217	8080	-625	-238
11	1339	1055	284	6008	5118	890	6790	5910	782	98	7347	8300	-625	-328
12	1374	1055	319	5978	5118	860	6790	5910	812	68	7352	8230	-625	-253
13	1364	1055	309	6038	5118	920	6850	5970	812	68	7402	8100	-625	-73
14	1423	1055	368	6038	5118	920	6850	5970	812	68	7461	8030	-625	56
15	1436	1055	381	6038	5118	920	6850	5970	812	68	7474	8040	-625	59
16	1514	1055	459	6038	5118	920	6850	5970	812	68	7552	8150	-625	27
17	1531	1055	476	6028	5118	910	6840	5970	812	58	7559	8060	-625	124
18	1606	1055	551	6120	5118	1002	6980	6080	860	40	7726	8340	-625	11
19	1486	1055	431	6098	5118	980	6980	6080	882	18	7584	8360	-625	-151
20	1431	1055	376	6459	5118	1341	7130	6330	671	129	7890	8560	-625	-45
21	1471	1055	416	6549	5118	1431	7330	6430	781	119	8020	8840	-625	-195
22	1371	1055	316	6329	5118	1211	7130	6180	801	149	7700	8360	-625	-35
23	1321	1055	266	6098	5118	980	6880	6030	782	68	7419	7770	-625	274
24	1136	1055	81	5748	5118	630	6530	5680	782	68	6884	7070	-625	439
	31314	25320	5994	139206	122832	16374	159170	137320	19964	1886	170520	185520	-15000	0

М-ть, МВт	Мощность, МВт							Сум.ген	Потребление	Import - 15000	Сальдо-переток
	ТЭС	в т.ч.		Расп.мощ.ТЭС		Резерв ТЭС					
		баз	рег	Макс	Мин	До макс	До мин				
0	5200	5118	82	6080	5200	880	0	6255	6820	-625	60
0	5200	5118	82	6080	5200	880	0	6255	6710	-625	170
0	5050	5118	-68	6080	5050	1030	0	6105	6710	-625	20
0	5050	5118	-68	6080	5050	1030	0	6105	6625	-625	105
25	5050	5118	-68	6080	5050	1030	0	6130	6860	-625	-105
106	5100	5118	-18	6180	5100	1080	0	6261	7020	-625	-134
242	5400	5118	282	6280	5400	880	0	6697	7385	-625	-63
328	5500	5118	382	6380	5500	880	0	6883	7520	-625	-12
423	5530	5118	412	6510	5530	980	0	7008	7620	-625	13
678	5760	5118	642	6640	5760	880	0	7493	8080	-625	38
801	5910	5118	792	6790	5910	880	0	7766	8300	-625	91
905	5910	5118	792	6790	5910	880	0	7870	8230	-625	265
905	5970	5118	852	6850	5970	880	0	7930	8100	-625	455
905	5970	5118	852	6850	5970	880	0	7930	8030	-625	525
801	5970	5118	852	6850	5970	880	0	7826	8040	-625	411
678	5970	5118	852	6850	5970	880	0	7703	8150	-625	178
423	5970	5118	852	6840	5970	870	0	7448	8060	-625	13
328	6080	5118	962	6980	6080	900	0	7463	8340	-625	-252
242	6080	5118	962	6980	6080	900	0	7377	8360	-625	-358
106	6330	5118	1212	7130	6330	800	0	7491	8560	-625	-444
24	6430	5118	1312	7330	6430	900	0	7509	8840	-625	-706
0	6180	5118	1062	7130	6180	950	0	7235	8360	-625	-500
0	6030	5118	912	6880	6030	850	0	7085	7770	-625	-60
0	5680	5118	562	6530	5680	850	0	6735	7070	-625	290
7920	137320	122832	14488	159170	137320	21850	0	170560	185560	-15000	0

Как видно из полученных результатов, объемы интеграции СЭС в летнее время ограничены величиной 905 МВт. Увеличение этого объема возможно только при условии применения технологий накопителей энергии, которые позволят увеличить выработку СЭС и использование запасенной энергии в часы максимума нагрузок.

- Таким образом, проведенные оценочные расчеты показывают, что интеграция СЭС в энергосистему Узбекистана и ОЭС ЦА очень сильно зависит от наличия резервных мощностей в узбекской энергосистеме и в соседних энергосистемах в ОЭС ЦА.
- Без создания резервного парка мобильных мощностей, таких как ГАЭС, ГТУ, накопителей различного вида говорить об интеграции больших объемов СЭС, исчисляемых несколькими гигаваттами, не имеет смысла.
- При этом необходимо помнить, что, как ранее упоминалось, проблема скорости набора мощности на энергоблоках уже принимает острый характер при строительстве большого парка ПГУ. При интеграции ВИЭ эта проблема еще более обострится и ее целесообразно решать использованием накопителей аккумуляторного типа (BESS – battery of energy storage systems). Эти батареи не могут долго держать нагрузку и не рассчитаны на работу в течение нескольких часов, но с задачей снизить скорость исчезновения прерывистой энергии или флуктуаций переменных ВИЭ, а также падением давления газа в трубопроводах при резком понижении температуры окружающей среды - они хорошо справятся.
- Проблему недоиспользования огромного солнечного потенциала в летнее время необходимо решать другими видами накопителей, в т.ч. сезонного характера, которые позволят превратить излишки электроэнергии на СЭС, например, в газообразное топливо (метан, водород) для использования его в зимний период.

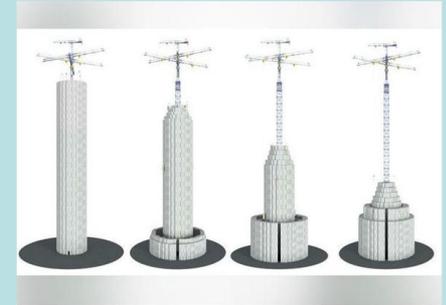
«Узкие» места в ОЭС ЦА:

6. Проблемы с резервами мощностей.

- Как указывалось выше, услуги по покрытию небалансов мощности энергосистем (услуги по регулированию) в ОЭС ЦА подлежат оплате.
- Расчет услуг по регулированию производится согласно соответствующей Методике, утвержденной КЭС ЦА.
- Услуги производятся:
 - по базовой составляющей регулирования, если поставки осуществляются по неравномерному суточному графику в соответствии с запросом покупателя;
 - по переменной составляющей регулирования, если имеются почасовые отклонения от утвержденного графика.
- С учетом того, что оплата по переменной составляющей осуществляется за востребованные резервы, задействованные для компенсации небалансов мощности, регулирующие энергосистемы стараются максимально реализовать имеющиеся у них резервы по базовой составляющей, т.к. невостребованные резервы в ОЭС ЦА оплате не подлежат.
- Тем самым, «горячих» резервов, необходимых для регулирования, у них часто не остается. В результате требование к регулирующим энергосистемам держать «горячий резерв» на величину наибольшей мощности возможного отключения блока (300 МВт) не выполняется.
- Как отмечалось выше, ситуация гораздо осложнится с внедрением переменчивых ВИЭ в энергосистему.
- Необходимо продумать предложения, стимулирующие энергосистемы, в частности, Кыргызстана и Таджикистана, поддерживать «горячие» резервы (внедрение оплаты за резервы и/или балансирующего рынка электроэнергии и мощности, другие предложения).

«Узкие» места в ОЭС ЦА:

- Этих резервов в соседних энергосистемах будет достаточно для покрытия флуктуаций, обусловленных ВИЭ, но недостаточно для покрытия прерывистости ВИЭ в масштабах ОЭС.
- Каждой энергосистеме, внедряющей ВИЭ в значительных объемах, необходимо принимать меры к самостоятельному покрытию основной части своих небалансов.
- В первую очередь, необходимо микшировать состав ВИЭ в стране, не давая предпочтение одному виду ВИЭ (в Узбекистане – СЭС, в Казахстане – ВЭС).
- Необходимо наряду с разработкой стратегии развития ВИЭ разработать стратегию создания накопителей энергии (кто должен создавать, в каком объеме, виды накопителей и т.п.).
- Полезный материал имеется в обзоре, подготовленном Исполкомом ЭЭС СНГ к 35-му заседанию КОТК, 19-10 сентября в Чолпон-Ате (Кыргызстан).
Например, гравитационный НЭ 4 МВт/35 МВтч (швейцарская компания Energy Vault) представляет собой шестисекционный подъемный кран с программным управлением, к-рый в процессе зарядки НЭ формирует башню из бетонных блоков весом 35 т каждый. При разрядке башня разбирается путем перемещения отдельных блоков вниз. На максимальную мощность накопитель выходит за 2,9 с. КПД достигает 90%, а срок эксплуатации – 30-40 лет. Стоимость гравитационного НЭ ок. \$7,7 млн. 1 кВтч ЭЭ, вырабатываемой накопителем, будет на 50% ниже, чем у НЭ других типов.
- Применительно к Узбекистану, не обладающему большими гидроресурсами и потому создавшему достаточно много малых водохранилищ, целесообразно задействовать технологию ГАЭС на малых реках (Науалисай, Коксай, Паркентсай, Нуракеатасай, Аксакатасай, р.Ахангаран, Дукентсай, Карабаусай – это только в Ташкентской области и т.п.). Нужно дать предложение по изучению гидропотенциала малых рек с т.з. создания ГАЭС.



Спасибо за внимание