

"ЕС-Центральная Азия".

«Содействие переходу к устойчивой энергетике и чистой энергии в Центральной Азии»

*Региональные аспекты содействия повышению энергоэффективности и использованию возобновляемых источников энергии*

## **ВОПРОСЫ ИНТЕГРАЦИИ ВИЭ В ОЭС ЦА И РЕКОМЕНДАЦИИ**

КДЦ «Энергия»

д.т.н. Хамидов Ш. В., к.т.н. Шамсиев Х.А.

Бишкек – 4 ноября 2021г.

- Согласно концепции развития энергетической отрасли общая потребность Республики Узбекистан в электроэнергии к 2030 году возрастет до 120,8 млрд. кВтч или в 1,86 раза (+55,8 млрд. кВтч) по сравнению с 2019 годом (65,0 млрд. кВтч), в среднем 5,8% в год.
- До 2024 года в республике планируется ввод:
  - 9 ПГУ суммарной установленной мощностью 6010 МВт,
  - 5 ГТУ суммарной мощностью 844 МВт,
  - угольных блоков суммарной мощностью 620 МВт,
  - ГЭС суммарной мощностью 613 МВт,
  - ВИЭ суммарной мощностью 4000 МВт (2400 ФЭС и 1600 МВт ВЭС).
- До 2030г. планируется внедрение в Узбекистане до 5 ГВт СЭС и 3 ГВт ВЭС.

**Необходимость такой агрессивной экспансии ВИЭ:**

- Максимальное суточное потребление Узбекистана в зиму 2020/21г.г. составило порядка 230 млн. кВтч.
- Порядка 10 млн. кВтч этой потребности выработана на ГЭС, остальная часть - в основном на газе, затем на угле и мазуте.
- Для выработки 1 млн. кВтч электроэнергии необходимо 280 т мазута – это 9 полных 30-ти тонных цистерн.
- Для выработки суточной потребности Узбекистана в электроэнергии необходимо **сжечь за сутки** топлива, которое в мазутном эквиваленте составит  $220 \times 9 = 1980$  **цистерн** или порядка 50 железнодорожных составов по 40 цистерн в каждом!
- Внедрение **«зеленых» технологий**, которые экономят топливо (не говоря об их роли в снижении выбросов в атмосферу), а также **атомной энергетики** – это необходимость, с которой неизбежно столкнется энергосистема, базовую генерацию которой составляют тепловые электростанции.

- ВИЭ присущи переменчивость и прерывистость, и следует ожидать, что они будут существенно влиять на режимы энергосистемы.
- До недавнего главной особенностью электроэнергетики было то, что в любой момент времени выработка и потребление электроэнергии должны быть равны друг другу.
- В последние годы появились различные технологии накопления энергии, которые позволяют сохранить излишки энергии и использовать накопленную энергию тогда, когда в системе ощущается недостаток энергии.
- Промышленного применения в больших объемах эти технологии пока еще не получили, в первую очередь из-за высокой стоимости, доля их ничтожна.
- Поэтому диспетчеры ведут режим исходя из требований соблюдения **баланса генерации и потребления.**

- С учетом того, что каждая из энергосистем имеет импортно-экспортные обязательства с другими энергосистемами, оказалось удобным планировать режимы и контролировать их с помощью сальдирования генерации и потребления, т.е. оперировать понятием **сальдо-перетока** энергосистемы.
- Если энергосистема имеет обязательства по экспорту или импорту, то она должна выдерживать соответствующий график поставок электроэнергии, а при их отсутствии – держать нулевой сальдо-переток.

В ЕЭС СНГ действует централизованная система регулирования частоты специально выделенными российскими станциями и поэтому в случае де-факто произойдет переток электроэнергии из ЕЭС России в несбалансированную энергосистему.

- Отметим, что электроэнергия, обусловленная этим перетоком, является товаром, который необходимо либо купить, либо успеть вернуть до конца расчетного периода (в энергетике - месяц).
- Услуги по компенсации небалансов мощности (на загрузку при дефиците и на разгрузку при избытке мощности) также являются возмездными и подлежат оплате, причем при больших отклонениях их стоимость резко возрастает, т.к. для компенсации небалансов необходимо будет востребовать более дорогие резервы мощности.
- Справочно: в 2014 году, когда узбекская энергосистема была в зимний период остродефицитной и купила услуги за регулирование мощности в объеме, соизмеримом со стоимостью внепланово купленной электроэнергии (суммарно порядка 70 млн. дол. США).

- Кроме этого финансового вопроса, при больших дисбалансах энергетики сталкиваются техническими проблемами, а именно, с сохранением устойчивости параллельной работы энергосистем или их частей.
- Внедрение ВИЭ в больших масштабах приведет к более частому появлению больших отклонений.
- Понятно, что, если большие дисбалансы будут иметь перманентный характер, в течение всего года, то это будет не только стоить больших денег энергосистеме, но и грозить целостности параллельной работы в составе энергообъединения.

Рассмотрим как может отразиться интеграция ВИЭ на работе, например, узбекской энергосистемы.

- Для Узбекистана показателен опыт Италии, т.к. итальянская энергосистема имеет относительно слабую электрическую связь с Единой энергосистемой и большие небалансы могут привести к перегрузу этих связей (ОЭС ЦА также имеет интерфейс ограниченной пропускной способности с ЕЭС Казахстана и ЕЭС России, который загружен до предела).
- Доля ВИЭ в структуре выработки электроэнергии в Италии одна из самых высоких в Европе:

• <u>Тепловые электростанции, включая ПГУ:</u>	180,9 ТВтч	(67%)
• <u>ВИЭ</u>	89,8 ТВтч	(33%)
<u>в т.ч.:</u>		
- <u>ГЭС</u>	44,7 ТВтч	
- <u>ГАЭС</u>	1,9 ТВтч	
- <u>геотермальные станции</u>	5,8 ТВтч	
- <u>ВЭС</u>	14,8 ТВтч	
- <u>ФЭС</u>	24,7 ТВтч	

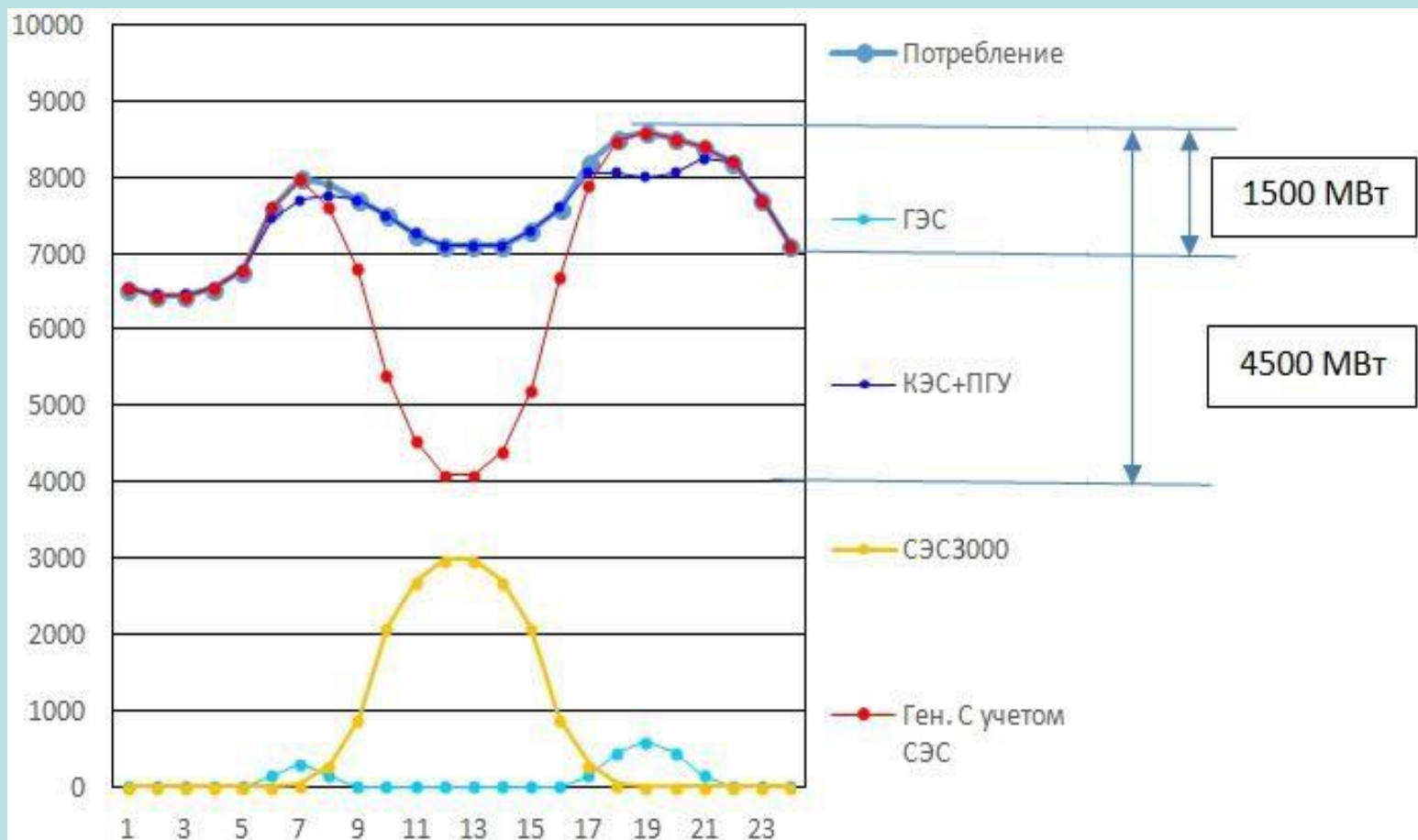


- В последние годы в Италии было введено (информация 2017 года):
  - более 22000 МВт ПГУ,
  - более 9000 МВт ветроустановок
  - более 19000 МВт солнечных электростанций
- С вводом ВИЭ совокупное время работы ТЭС упало с **5100** часов до **2100** часов в год, т.е. энергоблоки ТЭС и ПГУ  $\frac{3}{4}$  части суток **работают с минимальной нагрузкой (или отключены)**. Естественно, этот фактор существенно снижает технико-экономические показатели энергоблоков ТЭС и ПГУ.
- Для решения этой проблемы в Италии широко применяются энергоаккумулирующие устройства, в первую очередь, такие как ГАЭС (установленная мощность всех ГАЭС составляет 5000 МВт).
- Другие виды аккумуляции энергии, такие как мощные электрохимические аккумуляторы, в Италии практического применения не получили.



- Как видно из приведенного рисунка, компенсация исчезающей вечером солнечной генерации в Италии производится за счет:
  - ГАЭС,
  - ГЭС с водохранилищами,
  - русловых ГЭС с бассейнами суточного регулирования,
  - газовой генерации, которая занимает базовую часть графика нагрузок и осуществляет значительную часть разгрузки.
- В Узбекистане покрытие суточного графика осуществляется генерацией:
  - на тепловых станциях, составляющих 87,3% от суммарной установленной мощности,
  - на гидростанциях (12,7%).
- Кривая суточного потребления имеет два ярко выраженных максимума, следствием чего являются глубокие ночные разгрузки электростанций (и даже отключение 1-2 энергоблоков ТЭС) и их загрузка на пиковые часы.

# Изменение суточной генерации ТЭС и ГЭС Узбекской энергосистемы до и после ввода СЭС 3000 МВт



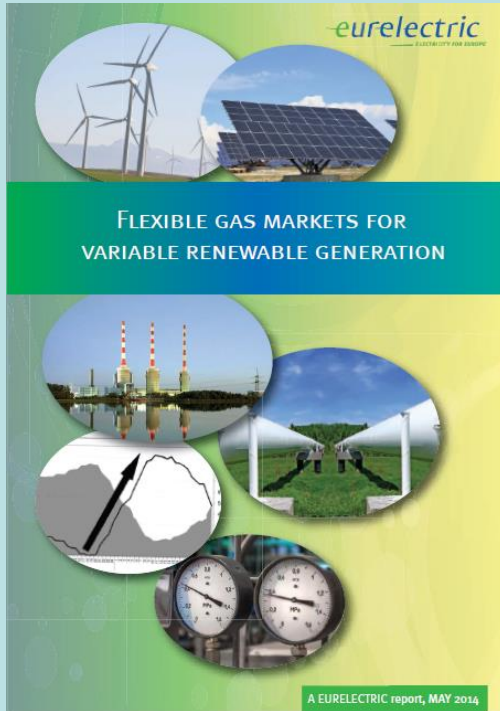
В текущих режимах для покрытия нагрузки в часы вечернего максимума необходимо поднимать выработку ТЭС на порядка 1500 МВт, с чем существующая газотранспортная система работает в напряженном режиме, особенно в зимнее время.

## Поясним на цифрах проблему с газотранспортной системой

- При разгрузке энергоблоков ТЭС после утреннего максимума в течение 4–5 часов на величину до 3000 МВт потребление газа снизится до 1,3 млн. м<sup>3</sup>.
- На вечерний максимум необходимо поднять мощность на 4500 МВт - нужно 1,5 млн. м<sup>3</sup> газа.
- Для энергетиков проблемы с разгрузками и загрузками решаемы, хотя приведут к нежелательному увеличению удельных расходов топлива и износу оборудования.
- Основная проблема у газовиков: при вынужденных дневных разгрузках тепловых станций давление газа в трубопроводах будет расти и операторы газовых сетей должны предпринять меры, чтобы в ГТС не появились узлы с давлениями выше критических величин.

- Вечером ситуация обратная: тепловые станции должны дополнительно к ежедневному подъему нагрузки (1500 МВт) к вечернему максимуму компенсировать исчезающую мощность СЭС.
- Режим ГТС должен обеспечить соответствующую скорость подъема нагрузки на ТЭС и здесь могут возникнуть проблемы, если не предпринять специальных мер.
- Это подтверждается мировым, в частности, европейским опытом: основными станциями, которые решают проблему замещения исчезающей вечером мощности СЭС, являются газовые станции:
  - мобильные гидростанции, как правило, связаны с режимами водопользования;
  - накопители разного рода еще не получили промышленного применения;
  - в то же время в системе имеются огромные резервы на разгруженных газовых станциях, которые поднимут мощность по команде диспетчера при соответствующем обеспечении газом.

- С учетом этого программа внедрения ВИЭ в ЭЭС обязательно должна быть состыкована с не менее масштабным переустройством газотранспортной системы, как это было сделано в Европе [http://www.elecpor.pt/pdf/06\\_05\\_2014\\_EURELECTRIC\\_flexiblegasmarketpaper\\_final\\_lr.pdf](http://www.elecpor.pt/pdf/06_05_2014_EURELECTRIC_flexiblegasmarketpaper_final_lr.pdf)
- ENTSO-G (европейская сеть операторов передачи газа) провела огромную работу по созданию гибких рынков для переменной возобновляемой генерации.

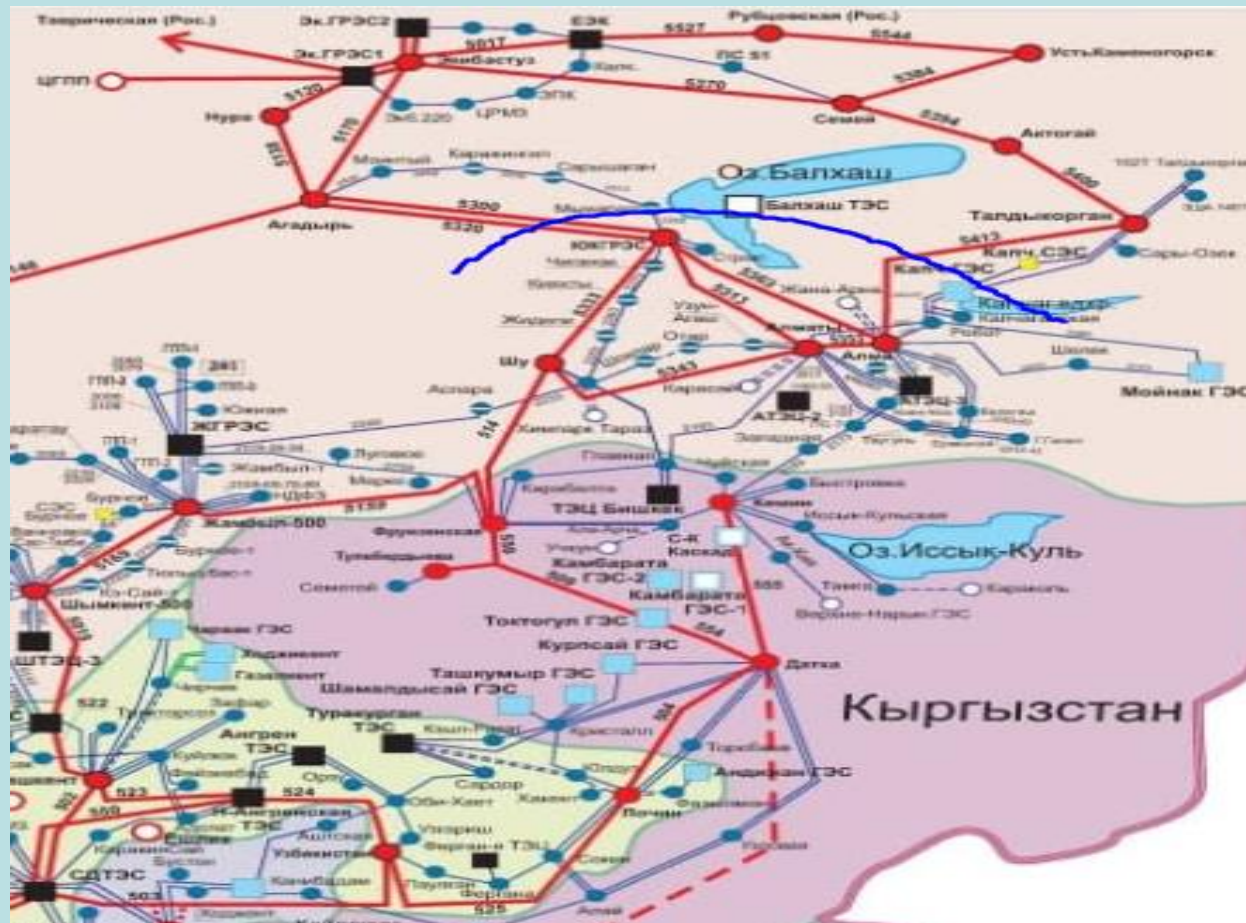


- В отчете подчеркивается, что операторы газотранспортной системы (ОГТС) и операторы магистральных электрических сетей (ОМЭС) должны учитывать влияние роста переменной генерации на свои сети: им следует тесно сотрудничать на национальном уровне и на уровне ЕС через ENTSO-G и ENTSO-E.
  - Правила эксплуатации должны основываться на согласованных сценариях коэффициентов использования установленной мощности газовых электростанций и необходимых скоростях изменения нагрузки.
  - Операторы ГТС и МЭС должны рассматривать **надежность поставок газа и электроэнергии как единую задачу.**
- Создать такое взаимодействие между нашими операторами электрических и газовых сетей в регионе, оказание взаимопомощи не только в аварийных случаях, но и в оперативной работе – задача, к решению которой необходимо безотлагательно приступить.

- Другой момент - в Европе для создания гибкой ГТС особое внимание уделяется к созданию хранилищ, переводу их режима работы из сезонного в оперативный, наиболее подходящий для газовых станций.
- Все мощности хранения на территории европейского газового рынка **доступны всем участникам рынка** на равной и недискриминационной основе (естественно, за исключением т.н. стратегического запаса). Это в равной степени относится и к терминалам сжиженного природного газа (СПГ).
- Для сравнения, например, в Италии, территория которой соизмерима с Узбекистаном, функционируют 21 ПГХ, в Узбекистане – 2 ПХГ.
- Отсутствие соответствующей инфраструктуры в ГТС (ПГХ, газгольдеры, СПГ-терминалы) может создать трудности для предусмотренной масштабной интеграции ВИЭ в энергосистему.
- **Обозначив проблему с ГТС, рассмотрим, что должны сделать сами электроэнергетики.**



- Главная проблема - в ОЭС ЦА в настоящее время практически отсутствуют резервы мощности и вероятность наброса небалансов мощности от ВИЭ на транзит Север-Юг Казахстана многократно возрастает.
- Пропускная способность этого транзита задействована до предельной загрузки и, как следствие, возможны ограничения.



Для предотвращения такого ущерба необходимо иметь достаточные оперативные резервы:

- Дефицит мощности в период ОЗП обусловлен нехваткой оперативного газа. До создания гибкой ГТС необходимо заблаговременно создавать запасы резервного топлива в достаточном количестве (новые ПХГ и газопроводы).
- С повышением доли ВИЭ инерция энергосистемы уменьшается и необходимы более оперативные резервы мощности и средства по их использованию:
- внедрение АРЧМ в ОЭС ЦА в целом;
- внедрение онлайн-программ прогнозирования мощности ВИЭ;
- переход с часовых суточных графиков на графики с меньшей дискретностью;
- установка в энергосистеме, а также при строящихся СЭС, накопителей энергии, позволяющих осуществлять оперативное реагирование. Какие виды накопителей предпочтительны – пока вопрос.

- Применять в дальнейшем технологии, позволяющие работать в регулирующем режиме (в теплоэнергетике - ПГУ «Н» класса, ГТУ на базе авиационных двигателей, газопоршневые генераторы, в гидроэнергетике - средних и крупных ГЭС с водохранилищами, в том числе гидроаккумулирующие).
- Совместное освоение значительного гидропотенциала, который имеется в Таджикистане и Кыргызстане.
- Определить специальными исследованиями допустимую долю ВИЭ в составе генерирующих мощностей, безопасную для сохранения устойчивой работы энергосистем в составе ОЭС ЦА, а также объем строительства накопителей электрической энергии.
- Принять меры по снижению скорости подъема нагрузки в часы пик:
  - управление спросом (дифференцированные тарифы);
  - использование эффекта от перехода на «летнее» время (в Узбекистане летом период активности СЭС с 05<sup>00</sup> до 19<sup>00</sup>, в Калифорнии с 07<sup>00</sup> до 21<sup>00</sup>).

**Спасибо за внимание**