



Перспективы ограничений ВИЭ в Казахстане: роль электростанций и сетей



Инна Ким,
заместитель директора по
исследованиям ТОО «Energy
System Researches»

¹ Расчетно-финансовый центр по поддержке ВИЭ, 24.07.2024 г. <https://rfc.kz/ru/press-center/news/163797/>

БЛАГОДАря ПОЛИТИКЕ ПОДДЕРЖКИ РАЗВИТИЯ ВИЭ, СТИМУЛАМ И СНИЖЕНИЮ СТОИМОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ В КАЗАХСТАНЕ ДОЛЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ СУЩЕСТВЕННО ВОЗРОСЛА. ТАК, ПО ИНФОРМАЦИИ МИНИСТЕРСТВА ЭНЕРГЕТИКИ РК, ПО ИТОГАМ ПЕРВОЙ ПОЛОВИНЫ 2024 ГОДА ДОЛЯ ВИЭ В ВЫРАБОТКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДОСТИГЛА 6,5% ПРИ УСТАНОВЛЕННОЙ МОЩНОСТИ ВИЭ 2,9 ГВт (ВЭС – 1,4 ГВт, СЭС – 1,2 ГВт, МГЭС – 0,27 ГВт)¹.

Согласно Энергетическому балансу Республики Казахстан до 2035 года (Приказ МЭ РК №44 от 30.01.2023 г.) суммарную установленную мощность ВЭС и СЭС планируется увеличить до 7,5 ГВт, в том числе ВЭС до 5,3 ГВт и СЭС до 2,2 ГВт. Кроме того, в этом балансе не учтены около 3,5 ГВт ВЭС и 0,4 ГВт СЭС, планируемые

к реализации в соответствии с Планом проведения аукционных торгов 2024-2027 гг. (Приказ МЭ №187 от 23.05.2023 г.), а также такие крупные проекты, как ВЭС ACWA Power – 1 ГВт, ВЭС CPHN – 1 ГВт, ВЭС Masdar – 1 ГВт, ВЭС Шелек – 1 ГВт.

Общеизвестно, что ВИЭ является переменным источником генерации, не

в полной мере поддающимся диспетчеризации, с характерной ошибкой прогнозирования, поэтому интеграция большого объема ВИЭ в энергосистему может привести к возникновению определенных ограничений, связанных с недостаточной пропускной способностью сетей и маневренностью традиционных электростанций. В этом случае, при избыточной генерации в энергосистеме, принцип сохранения ее устойчивой работы (баланс потребления и генерации в каждый момент времени) вынуждает системного оператора ограничивать генерацию ВИЭ и принимать меньше ветровой или солнечной энергии, чем позволяет ресурс.

Под ограничением генерации ВИЭ (curtailment) понимается принудительное снижение объема генерации ветровой или солнечной энергии до значения меньше, чем потенциально доступно в данный момент.

Таким образом, успешная интеграция большого объема ВИЭ в энергосистему связана с необходи-

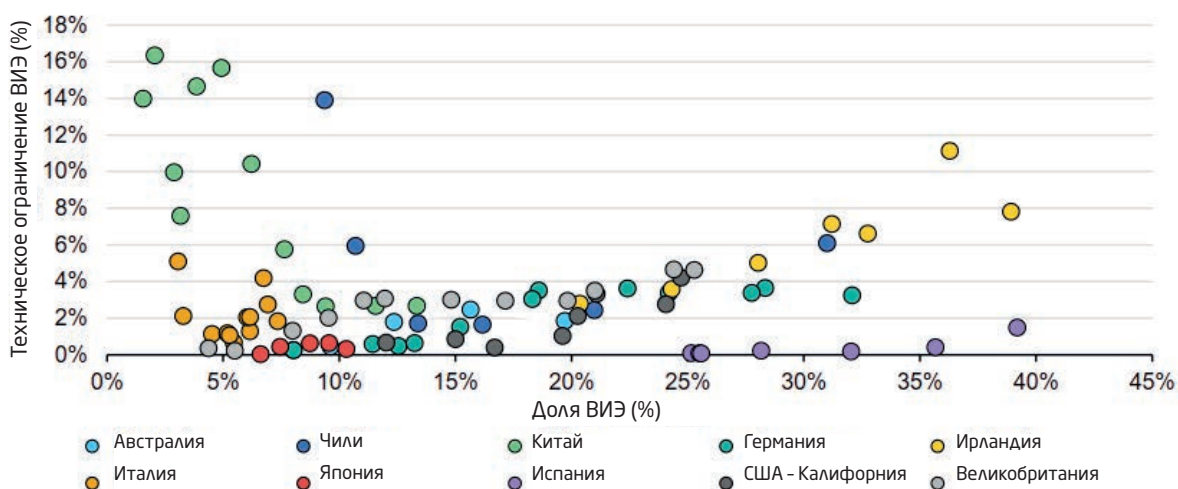
мостью внедрения институциональных изменений, внедрения рыночных стимулирующих механизмов, трансформации топологии сети, повышения ее пропускной способности и гибкости, структуры традиционных генерирующих мощностей с акцентом на развитие маневренных источников, совершенствования операционной деятельности. В случае запаздывания реализации данных изменений ограничения ВИЭ могут достигать значительных объемов.

Ограничение выработки ВИЭ имеет прямое влияние на привлекательность реализации проекта, а при заключении контракта take-or-pay («бери или плати») потребители будут вынуждены платить за невыработанную электроэнергию.

Международный опыт показывает, что в ряде стран с высокими темпами развития ВИЭ с ростом доли электроэнергии от ВИЭ увеличивается также доля ограничений их выработки (рисунок 1).

Рисунок 1 – Зависимость объема ограничений ВИЭ от степени их проникновения

Доля ВИЭ в генерации и техническое ограничение для отдельных стран



Источник: Renewable Energy Market Update Outlook for 2023 and 2024. IEA



Так, доля ограничений выработки ВЭС/СЭС на перспективу при степени проникновения ВИЭ 30% может достигать 6-7%.

В этой статье компанией ТОО «Energy System Researches» выполнена оценка ожидаемого объема ограничений ВИЭ на 2030 – 2035 гг. с учетом показателей Энергетического баланса Республики Казахстан до 2035 года, основные показатели которого представлены в таблице ниже (Таблица 1).

Таблица 1 – Основные показатели Энергетического баланса Республики Казахстан до 2035 года

Наименование	2030 г.	2035 г.
Нагрузка	23,2	24,8
Северная зона	14,3	15,3
Южная зона	5,8	6,3
Западная зона	3,1	3,3
Установленная мощность электростанций	41,2	44,3
Северная зона, в т. ч.	24,1	24,5
ВЭС	2,7	3,0
ГТЭС	0,7	0,7
ГЭС	1,8	1,8
мГЭС	0,1	0,1
ПГУ	0,4	0,4
СЭС	0,4	0,4
ТЭС (уголь)	12,1	12,1
ТЭЦ (газ)	0,3	0,3
ТЭЦ (уголь)	5,6	5,6
Южная зона, в т. ч.	10,3	13,1
АЭС	0,0	2,8
ВЭС	1,5	1,5
ГЭС	0,8	0,8
мГЭС	2,1	2,1
ПГУ	0,9	0,9
СЭС	1,5	1,5
ТЭС (уголь)	0,02	0,02
ТЭЦ (газ)	3,5	3,5
ТЭЦ (уголь)	0,02	0,02
Западная зона, в т. ч.	6,7	6,7
ВЭС	0,8	0,8
ГТЭС	2,7	2,7
ПГУ	1,0	1,0
СЭС	0,3	0,3
ТЭЦ (газ)	2,0	2,0

Для определения возможного объема ограничений ВЭС/СЭС была создана модель, позволяющая выполнить анализ покрытия почасовой нагрузки электростанциями с учетом:

- конфигурации графика нагрузки каждой области;
- переменного характера ВИЭ;
- регулирующих возможностей существующих и перспективных на 2030 – 2035 гг. традиционных электростанций;
- пропускной способности слабых сечений;
- режима работы систем накопления электроэнергии (СНЭЭ).

Результаты моделирования были использованы при выполнении исследований работы энергосистемы, а также при согласовании проектов ВЭС Мирный, ВЭС Aswa Power, ВЭС Шелек и других.

Ниже представлены основные допущения, принятые в модели.

Генерация

Анализ маневренных характеристик существующих электростанций показал большой диапазон в скорости набора и сброса мощности в %/мин. от установленной мощности (Таблица 2). Значительный разброс в характеристиках обусловлен износом оборудования либо вовлечением в регулирование базовых электростанций.

Таблица 2 – Скорость набора/снижения мощности в %/мин. от установленной мощности существующих электростанций

Зона	Тип	Скорость набора мощности, %/мин.	Скорость снижения мощности, %/мин.
ОЭС «Север-Юг»	ТЭЦ	0-8%	0-12%
	ГТЭС	3-9%	3-18%
	КЭС	0-21%	0-18%
	ГЭС	3-50%	3-50%
Запад	ГТЭС	1-50%	1-50%
	КЭС	0,5%	0,5%
	ТЭЦ	0-6%	0-2%

Значения принимаемых маневренных характеристик перспективных электростанций в % от Руст и скоростей набора/снижения мощности в %Руст/мин. приведены в таблице ниже по типам (Таблица 3).

Таблица 3 – Показатели маневренности по перспективным электростанциям

Тип	Макс. зимняя нагрузка	Макс. летняя нагрузка	Мин. зимняя нагрузка	Мин. летняя нагрузка	Скорость набора мощности, % Руст/мин.	Скорость сброса нагрузки, % Руст/мин.
ПГУ	90%	90%	40%	40%	5%	5%
ГТЭС	100%	100%	20%	20%	10%	10%
ТЭЦ	90%	60%	60%	30%	1%	1%
КЭС	90%	90%	40%	40%	1%	1%
АЭС	85%	85%	85%	85%	0%	0%
ГЭС (регулирующие)	100%	100%	0%	0%	10%	10%
ГЭС (контррегулятор)	70%	40%	10%	10%	1%	1%

Нагрузка

Конфигурация перспективного графика нагрузки принята на основании отчетного за 2021 г. графика. Результаты анализа экстремумов и производных показателей почасовых данных по нагрузке за 2021 г. представлены в таблице ниже (Таблица 4).

Таблица 4 – Показатели почасовых данных по нагрузке ЕЭС РК за 2021 год

Название	Лето мин.	Весна мин.	Осень макс.	Зима макс.	Макс набор мощности, МВт/мин.	Макс сброс нагрузки, МВт/мин.
Западная зона	1325	1287	1983	2079	6,9	6,2
Северная зона	6511	6747	9765	10047	8,9	11,4
Южная зона	2014	1935	3969	3957	18,5	16,3
ОЭС «Север-Юг»	8683	8825	13646	13848	24,1	21,8

График суммарной нагрузки потребителей ОЭС «Север-Юг» и Западной зоны характеризуется дневным и вечерним пиком:

- дневная пиковая нагрузка (по времени Астаны) – 10:00 – 13:00 для ОЭС «Север-Юг», 11:00 – 15:00 для Западной зоны;
- вечерняя пиковая нагрузка (по времени Астаны) – 18:00 – 22:00 для ОЭС «Север-Юг», 20:00 – 23:00 для Западной зоны.

Число часов использования максимальной нагрузки T_{max} составляет 7060 часов для ОЭС «Север-Юг» и 6970 часов для Западной зоны.

ПРОФИЛЬ ГЕНЕРАЦИИ ВИЭ

Почасовой профиль генерации ВИЭ был рассчитан с использованием специализированного программного обеспечения PVsyst – для СЭС, WindPRO – для ВЭС, по историческим данным по водотоку – для МГЭС.

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЕ ПЕРЕТОКИ

Анализ работы ЕЭС Казахстана показал, что небалансы находились в диапазоне ± 1000 МВт и покрывались за счет обменных потоков мощности с энергосистемами

сопредельных государств. Однако, учитывая договорные обязательства по межгосударственным перетокам в размере ± 150 МВт с РФ и ± 50 МВт с ЦА, на перспективу диапазон экспорта/импорта принят в размере ± 150 МВт.

ТОПОЛОГИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

На этапе 2030 года для объединения Западной зоны с ОЭС «Север-Юг» Казахстана предполагается сооружение межсистемной ВЛ 500 кВ Карабатан – Ульке, которая позволит обеспечить обменные перетоки мощности Западной зоны с ОЭС «Север-Юг».

Учитывая планируемое объединение, моделирование покрытия перспективной нагрузки на 2030 г. и 2035 г. выполнялось в целом для всей ЕЭС Казахстана в составе Северной, Южной и Западной зон, с учетом ограниченной пропускной способности:

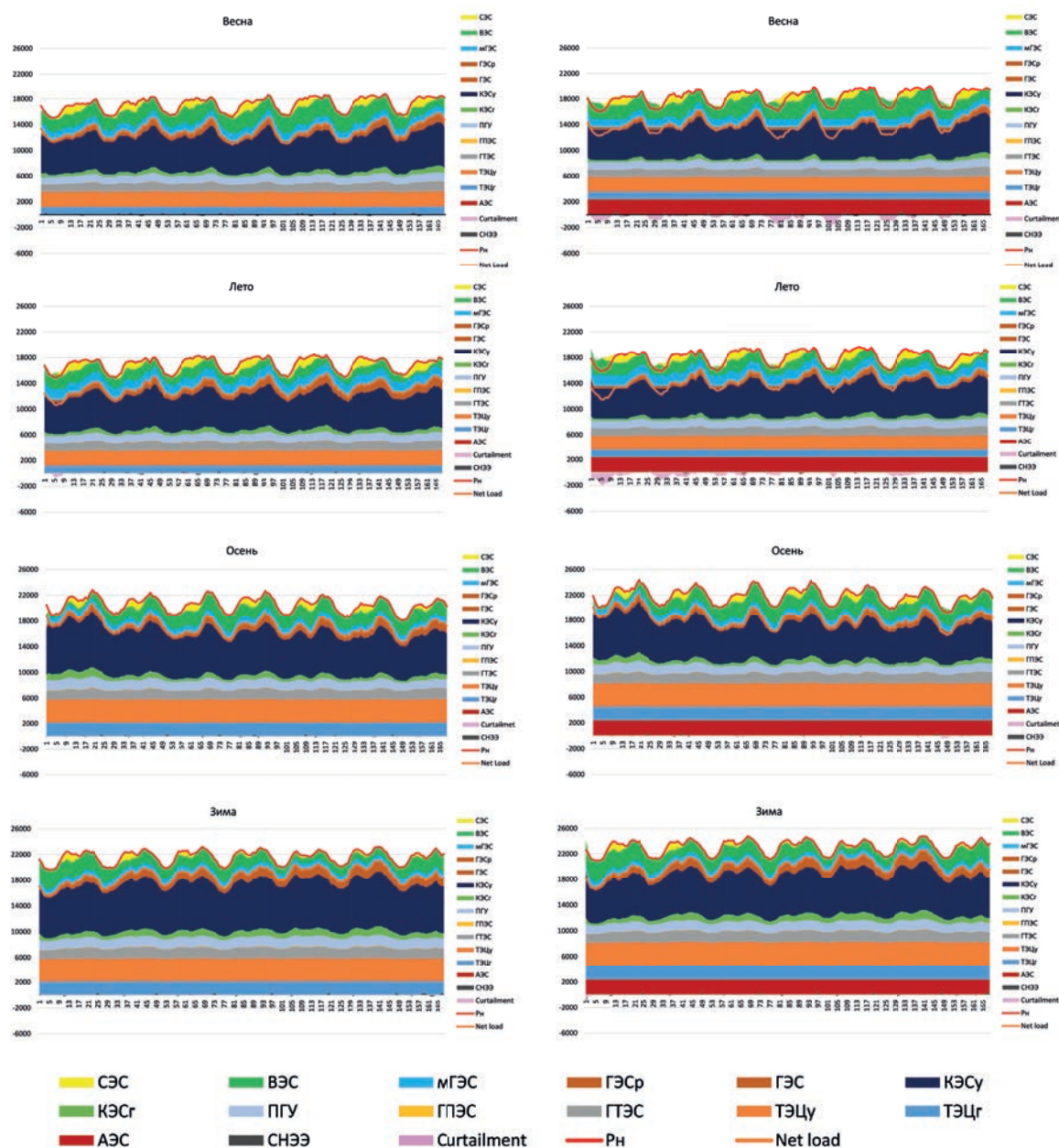
- по транзиту Север-Юг (Л-5300, Л-5320, Л-5400).
- по сечению Бейнеу – МАЭК (Л-2075, Л-2085)
- по сечению Индер – Правобережная (Л-2540).

Почасовые графики покрытия на 2030 и 2035 гг. для семи дней каждого сезона представлены на рисунке ниже (рисунок 2).

Анализ результатов выполненного моделирования диспетчеризации электростанций на уровне 2030 – 2035 гг. позволяет сделать следующие выводы:

- Основными факторами, влияющими на объем ограничений ВЭС/СЭС, являются регулировочный диапазон традиционных электростанций, а также наличие и величина разрешенного диапазона небаланса по ЕЭС Казахстана с энергосистемами сопредельных государств.
- С учетом запланированного значительного развития ВЭС/СЭС в Южной зоне в летний и весенний сезоны по транзиту Север-Юг к 2030 – 2035 гг. наблюдаются перетоки преимущественно из Южной в Северную зону свыше 2 ГВт.
- С учетом намечаемого объединения Западной зоны с ОЭС «Север-Юг» в отдельные часы наблюдаются обменные перетоки мощности ОЭС «Север-Юг» с Западной зоной в размере $\approx \pm 0,6$ ГВт.
- Величина ограничений ВЭС/СЭС в связи с недостаточностью регулирующих мощностей в ЕЭС Казахстана уве-

Рисунок 2 – Участие электростанций РК в почасовом режиме с учетом технологических возможностей электростанций 2030 г.



личивается и, при принятых условиях, может достигать к 2030 г. – до 1%, к 2035 г. – до 5%.

- Ввод неучтенных в Энергетическом балансе РК до 2035 года крупных проектов ВИЭ, без внедрения мероприятий по снижению ограничений генерации ВИЭ, может привести росту ограничений до 30%.

В мировой практике для снижения объема ограничений ВИЭ применяется следующее:

- накопители электроэнергии;
- увеличение пропускной способности сетей;
- программы регулирования спроса;
- увеличение регулирующего диапазона электростанции путем снижения технического минимума;
- региональное сотрудничество для обеспечения взаимного регулирования.

Однако для определения эффективности применения вышеуказанных средств в рамках Энергосистемы Казахстана требуется выполнение детальных исследований и технико-экономического обоснования.