

<https://doi.org/10.52676/1729-7885-2026-1-106-116>
УДК 621:311.25

РОЛЬ И ПОТЕНЦИАЛ ММР В РАЗВИТИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

Т. М. Жантикин^{1*}, А. О. Сиябеков², А. Т. Торгаев², Н. А. Карджаубаев³, М. К. Мукушева⁴, М. Б. Солдатова⁵

¹ Агентство Республики Казахстан по атомной энергии, Астана, Казахстан

² ТОО «Казахстанские атомные станции», Астана, Казахстан

³ НАО «Евразийский Национальный университет им. Л. Н. Гумилева», Астана, Казахстан

⁴ РГП «Национальный ядерный центр Республики Казахстан», Курчатов, Казахстан

⁵ АО «Научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт Энергия», Алматы, Казахстан

* E-mail для контактов: t.zhantikin@atom.gov.kz

Развитие атомной энергетики является стратегической задачей в обеспечении энергетической безопасности и поддержании устойчивого развития экономики Казахстана. Эта цель была четко обозначена в послании Президента Казахстана от 8 сентября 2025 года «Казахстан в эпоху искусственного интеллекта: актуальные задачи и их решения через цифровую трансформацию».

С учетом наличия ресурсной базы, производств ядерного топливного цикла и поставленных целей достижения углеродной нейтральности, в Казахстане начата реализация программы развития атомной энергетики.

Энергосистема Казахстана состоит из трех зон – Северной, Южной и Западной. При этом Западная зона работает изолированно от Единой энергосистемы (ЕЭС) Казахстана. Анализ энергетического баланса Западной зоны показывает целесообразность применения энергоблоков мощностью до 300 МВт, что обеспечит бесперебойность электроснабжения региона и устойчивость работы энергосистемы.

В статье рассматривается обоснованность и эффективность реализации в Казахстане проектов строительства и эксплуатации атомных электростанций (АЭС) на базе малых модульных реакторов (ММР) на примере Западной зоны энергосистемы страны.

В работе выполнен анализ состояния электроснабжения Западной зоны, разработаны балансы мощности и электроэнергии, варианты схемы выдачи мощности, выполнены электрические расчеты, разработаны принципы исполнения релейной защиты и противоаварийной автоматики, организации средств диспетчерского и технологического управления, определены объемы электросетевого строительства и ориентировочные объемы капиталовложения.

Ключевые слова: атомная электростанция, малые модульные реакторы, схема выдачи мощности, трансформатор, высоковольтная сеть.

ВВЕДЕНИЕ

Согласно определению Международного агентства по атомной энергии (МАГАТЭ), к малым модульным реакторам относятся реакторы мощностью до 300 МВт, состоящие из модулей, которые перед доставкой и монтажом на площадке изготавливаются на заводе.

Философия проектирования АЭС на базе ММР базируется на трех основных индикаторах – безопасность, экономичность и короткий срок строительства. Данная философия позволит таким энергоисточникам не только конкурировать на равных с другими традиционными источниками энергии, но и может создать эффективный симбиоз с возобновляемыми источниками энергии (ВИЭ), что приблизит мир к концепции «чистой энергетики».

Модульность реакторной установки дает ряд преимуществ:

– во-первых, заводское изготовление оборудования, узлов и компонентов повышает их качество, сокращает сроки строительства и обслуживания, а также обеспечивает высокий уровень безопасности процесса

– во-вторых, функциональные и системные испытания на заводе значительно сокращают время строительства станции, особенно при степени модульности выше 60%.

Кроме того, поэтапное наращивание числа модулей при строительстве станции благоприятно влияет на экономику атомной энергетики, позволяя использовать доход от запуска первых реакторов для сокращения первоначальных инвестиций и потребности в кредитах.

АЭС на базе ММР также предоставляют возможность более гибкого управления мощностью станции и возможность размещения нескольких независимых модулей на одной площадке, что позволяет оптимизировать капитальные и общие операционные расходы. Также при этом снижаются удельные затраты на вывод из эксплуатации, обеспечивая дополнительную экономию.

Еще одним преимуществом ММР является возможность обеспечения надежного электроснабжения в изолированной энергосистеме. В условиях Казахстана, где национальная электрическая сеть весьма протяженная, АЭС на базе ММР видятся эффективными элементами системы с распределенной генерацией.

В настоящее время на различных стадиях разработки в мире находится порядка 80 проектов и концепций ММР. Два проекта построены и подключены к сети, это российская плавучая атомная теплоэлектростанция (ПАТЭС) с двумя ММР КЛТ-40С и китайская АЭС «Шидаовань» (HTR-PM мощностью 210 МВт). На стадии строительства находится несколько ММР – в Аргентине (CAREM-25 мощностью 25 МВт), в Китае (ACP100 мощностью 100 МВт), а также в Российской Федерации (BREST-OD-300) мощностью 100 МВт. Реализуется проект АЭС в Канаде на базе ММР BWRX-300.

Концепцией перехода Республики Казахстан к зелёной экономике предусмотрено увеличение доли низкоуглеродных источников энергии до 50% к 2050 году [1]. Достичь целей устойчивого развития и перехода к безуглеродной «зеленой» экономике возможно только с помощью надежной базовой энергетики страны. Энергетическая безопасность страны может быть достигнута только бесперебойными источниками энергии, которые обеспечивают энергию 24/7.

Казахстан рассматривает технологию ММР и их применение в производстве электроэнергии как перспективное направление последующего развития атомной энергетики в стране. ММР могут быть размещены в разных регионах Казахстана как объекты системы распределенной генерации в зависимости от потребности в энергии и доступности необходимых ресурсов.

Также ММР являются альтернативой выбывающим источникам угольной генерации и могут быть использованы также и в централизованном теплоснабжении районного масштаба, что особенно актуально в регионах с суровыми климатическими условиями.

В Казахстане атомные реакторы малой мощности могут бесперебойно снабжать экологически чистой электроэнергией нефтяные и газовые платформы на Каспийском море и труднодоступные населенные пункты, где по техническим или экономическим соображениям невозможно наладить производство электроэнергии другими способами.

1. МЕТОДЫ

1.1 Исследования возможности размещения ММР в Казахстане

Как отмечалось выше, энергокомплекс на базе ММР может быть размещен в разных регионах Казахстана в зависимости от потребности в энергии, доступности необходимых ресурсов (например, воды для охлаждения), инфраструктуры и т.д.

В рамках данного исследования рассматриваются 2 проекта ММР – BWRX-300 и NuScale. К сожалению, в настоящее время они не имеют референтных блоков, ближайший ввод в эксплуатацию ожидается ближе к 2030 году. Однако имеющиеся предварительные технические данные и оценки экономических показателей проектов позволяют рассмотреть обоснованность и возможность реализации проекта

АЭС на базе ММР в Республике Казахстан. При этом, с учетом развития в Казахстане проектов ВИЭ, рассматривался вариант электростанции гибридной генерации – была выполнена «Разработка предварительного технико-экономического обоснования (пред-ТЭО) проекта «Безуглеродный энергокомплекс» (Энергокомплекс) с установленной мощностью до 800 МВт в Атырауской области».

Главной целью пред-ТЭО является подготовка основополагающей информации для принятия решения о целесообразности реализации проекта, направленного на создание устойчивой и надежной электроэнергетической инфраструктуры, обеспечивающей снижение негативного воздействия на окружающую среду и устойчивое электроснабжение региона.

1.2 Возможность строительства ММР в Западной зоне энергосистемы Казахстана

Атырауская область, наряду с Западно-Казахстанской и Мангистауской областями, входит в Западную зону энергосистемы Казахстана. В данном проекте рассматривались две альтернативные площадки в Атырауской области:

- площадка № 1 под строительство подстанции (ПС) Энергокомплекса – Жылыойский район Атырауской области, примерно в 45 км южнее промышленной площадки ТОО «Генгизшевройл». Географические координаты площадки № 1: широта – 45°47'41.21"с.ш., долгота – 53°09'53.04"в.д. Площадка соседствует с Бейнеуским районом Мангистауской области.

- площадка № 2 под строительство ПС Энергокомплекса – Исатайский район Атырауской области, в 16 км от железнодорожной станции Исатай и в 9 км от села Зинеден. Географические координаты площадки № 2: широта – 46°45'10.94"с.ш., долгота – 50°14'58.61"в.д. Площадка находится у залива Забурное Каспийского моря.

Анализ баланса мощности и обзор существующей электрической сети Западной зоны и перспективы развития сети

С целью анализа общих тенденций развития Западной зоны ЕЭС Казахстана в плане изменения потребности в мощности, развития генерирующих источников, а также складывающихся избытков (дефицитов) рассмотрены перспективные балансы мощности.

В качестве базового варианта баланса принят баланс по Западной зоне на период до 2035 года [2], из которого следует, что к 2030 году в Западной зоне прогнозируется дефицит электроэнергии в размере 864 МВт. Соответственно, в целях снижения дефицита актуальным является реализация проекта Энергокомплекса с установленной мощностью до 800 МВт в Атырауской области.

В составе Энергокомплекса предусматривается сооружение АЭС на базе ММР общей мощностью 600 МВт со вводом в эксплуатацию в 2035 году.

Прогнозируемые избытки мощности предполагается выдавать по существующим и предусматриваемым к вводу в соответствии с «Перспективной схемой размещения электрических мощностей электрическим сетям» [3].

С целью выбора оптимального решения в качестве исходных данных для расчетов взяты сведения по двум технологиям ММР:

1) BWRX-300 с электрической мощностью блока 300 МВт;

2) NuScale с электрической мощностью модуля 77 МВт.

При этом по технологии BWRX предусматриваются к установке два блока с суммарной мощностью 600 МВт, по технологии NuScale – восемь блоков с суммарной мощностью 616 МВт.

В настоящее время Западная зона связана с электрическими сетями Средней Волги (РФ) по межсистемным высоковольтным линиям (ВЛ) 220 кВ (габ. 500 кВ) БАЭС – Степная, ВЛ 220 кВ Южная – Степная, ВЛ 220 кВ Кинельская – Уральская, с пропускной способностью до 280 МВт в нормальном и до 400 МВт в аварийных режимах, и не имеет прямых электрических связей с ЕЭС Казахстана.

1.3 Варианты схемы выдачи мощности Энергокомплекса

Варианты схемы выдачи мощности Энергокомплекса разработаны на основании анализа существующего состояния и перспективы развития Западной зоны Казахстана, ситуационного плана размещения и величины прогнозируемых нагрузок.

С целью упрощения изложения и, соответственно, восприятия информации, исходя из значительного объема имеющихся условий – две технологии ММР, две площадки размещения, особые требования к электроснабжению собственных нужд (СН) АЭС – рассматриваемые варианты схемы выдачи мощности разделены на группы, разработанные в очередности, приведенной ниже:

1) Схема коммутации блоков:

– варианты коммутации блоков для технологии ММР BWRX-300 2x300 МВт;

– варианты коммутации блоков для технологии ММР NuScale 2(4x77) МВт.

2) Варианты схемы выдачи мощности для двух площадок размещения Энергокомплекса:

– варианты для площадки 1;

– варианты для площадки 2;

– сопоставление экономических вариантов выдачи мощности по двум площадкам.

Исходя из установленной мощности Энергокомплекса и принимая во внимание требования, предъявляемые к электроснабжению СН АЭС, варианты коммутации блоков рассматривались с применением:

– с применением двух распределительных устройств (РУ) повышенного напряжения 500 и 220 кВ с установкой автотрансформатора (АТ) с возможностью их использования для связи двух РУ повышен-

ных напряжений как в виде отдельных трансформаторов, так и по схеме блока генератор-трансформатор;

– с применением одного РУ повышенного напряжения 220 кВ.

Выполнение открытого распределительного устройства (ОРУ) 500 кВ предусматривается по схеме 500–16 (трансформатор-шины с полуторным присоединением линий), ОРУ 220 кВ по схеме 220–13 (две рабочие и обходная системы шин).

На АЭС моноблоки, как правило, должны присоединяться через отдельные трансформаторы и выключатели на стороне повышенного напряжения, при этом, допускается выдача спаренными блоками через двухобмоточные трансформаторы.

Во всех вариантах предусматривается установка генераторных выключателей, что придает схеме максимальную оперативную гибкость, а также повышает надежность схемы, так как при этом значительно сокращается число операций выключателями повышенного напряжения.

Для питания электродвигателей собственных нужд мощностью 200 кВт и более, а также трансформаторов собственных нужд применяется, как правило, напряжение 6 кВ.

Рабочее питание потребителей собственных нужд 6 кВ осуществляется от трансформаторов собственных нужд, подключаемых к ответвлению от блоков генератор-трансформатор.

При наличии выключателя между генератором и трансформатором ответвление присоединяется между выключателем и трансформатором.

Резервный трансформатор собственных нужд 6 кВ присоединяется к сборным шинам РУ низшего из повышенных напряжений при условии, что эти шины могут получать питание от внешней сети при остановке генераторов станции, в том числе и через трехобмоточные трансформаторы (автотрансформаторы).

Разные резервные трансформаторы собственных нужд электростанций, как правило, должны присоединяться к разным источникам питания (РУ разных напряжений, разным секциям сборных шин РУ одного напряжения, третичным обмоткам автотрансформаторов связи и т.д.).

Принимается следующее число резервных трансформаторов собственных нужд 6 кВ:

– один резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания, при одном блоке генератор-трансформатор;

– два резервных трансформатора, присоединенных к источнику питания, и один резервный трансформатор генераторного напряжения, не присоединенный к источнику, но установленный на фундаменте и готовый к перекатке, при числе блоков генератор-трансформатор от двух до четырех;

– третий резервный трансформатор, присоединенный к источнику питания, устанавливается с пятым блоком;

– четвертый резервный трансформатор устанавли-

ливается при числе блоков шесть и более (до восьми).

Варианты схемы коммутации блоков Энергокомплекса для двух технологий приведены ниже.

1.3.1 Варианты коммутации блоков для технологии ММР BWRX-300

По варианту 1 предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс с установкой двух групп АТ 500/220/20 кВ мощностью $2 \times (3 \times 167)$;
- коммутация генераторов мощностью 2×300 МВт: одного – через трансформатор 500/20 кВ мощностью 400 МВА к шинам ОРУ 500 кВ с полуторным присоединением, второго – через трансформатор 220/20 кВ мощностью 400 МВА к шинам ОРУ 220 кВ через один выключатель;
- коммутация резервных трансформаторов СН – к третичным обмоткам АТ 500/220/20 кВ.

По варианту 2 предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс с установкой одной группы АТ 500/220/20 кВ с резервной фазой мощностью $(3 \times 167) + 1 \times 167$ с присоединением генераторов аналогично варианту 1;
- коммутация резервных трансформаторов СН – одного к третичной обмотке АТ 500/220/20 кВ, второго – к шинам 220 кВ;

по варианту 3 предусматривается:

По варианту 3 предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс на напряжении 220 кВ;
- коммутация генераторов через трансформаторы 220/20 кВ мощностью 2×400 МВА;
- коммутация резервных трансформаторов СН – к шинам 220 кВ.

1.3.2 Варианты коммутации блоков для технологии ММР NuScale

По варианту 1 предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс с установкой двух групп АТ 500/220 кВ мощностью $2 \times (3 \times 167)$ (аналогично варианту 1 технологии ММР 2×300 МВт);
- коммутация генераторов спаренными блоками (2×77 МВт): четырех – через двухобмоточные трансформаторы 500/13,8 кВ мощностью 2×250 МВА к шинам ОРУ 500 кВ с полуторным присоединением, двух – через трансформатор 220/13,8 кВ мощностью 200 МВА к шинам ОРУ 220 кВ, двух генераторов – к третичным обмоткам АТ 500/220/13,8 кВ;
- коммутация резервных трансформаторов СН – к шинам 220 кВ.

По варианту 2 предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс с установкой одной группы АТ 500/220 кВ с резервной фазой мощностью $(3 \times 167) + 1 \times 167$ (аналогично варианту 2 технологии ММР 2×300 МВт);
- коммутация генераторов спаренными блоками (2×77 МВт): четырех – через двухобмоточные трансформаторы 500/13,8 кВ мощностью 2×250 МВА к шинам ОРУ 500 кВ с полуторным присоединением, двух – через трансформатор 220/13,8 кВ мощностью 200 МВА, одного – через трансформатор 220/13,8 кВ

мощностью 125 МВА к шинам ОРУ 220 кВ, одного – к третичной обмотке АТ 500/220/13,8 кВ;

- коммутация резервных трансформаторов СН – аналогично варианту 1.

По варианту 3 предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс на напряжении 220 кВ (аналогично варианту 3 технологии ММР 2×300 МВт);
- коммутация генераторов спаренными блоками (2×77 МВт) через двухобмоточные трансформаторы 200/13,8 кВ мощностью 4×200 МВА к шинам ОРУ 220 кВ;
- коммутация резервных трансформаторов СН – аналогично вариантам 1 и 2.

Результаты технико-экономического сравнения вариантов по двум технологиям приведены ниже в таблице 1.

По результатам выполненных расчетов как по капитальным вложениям, так и по затратам, варианты технологий ММР 2×300 МВт определились как более экономичные в сравнении с аналогичными вариантами компоновки ОРУ повышенного напряжения ПС Энергокомплекс для технологии ММР 8×77 МВт.

Однако, необходимо отметить, что Энергокомплекс для технологии ММР 8×77 МВт более выгоден с точки зрения обеспечения стабильности сети в целом, но по экономике значительно проигрывает.

Следовательно, варианты технологии ММР 2×300 МВт принимаются к дальнейшему рассмотрению для двух альтернативных площадок.

1.4 Варианты схемы выдачи мощности для двух площадок размещения Энергокомплекса

Варианты схемы выдачи мощности разработаны для двух площадок размещения Энергокомплекса с учетом:

- требований, предъявляемых к схемам присоединения АЭС к энергосистеме: «Схема присоединения к энергосистеме должна обеспечивать в нормальных исходных режимах на всех стадиях сооружения АЭС выдачу полной введенной мощности и сохранение устойчивости ее работы в энергосистеме без воздействия системной противоаварийной автоматики при отключении любой отходящей линии электропередачи или трансформатора связи»;
- при условии применения технологии ММР мощностью 2×300 МВт.

1.4.1 Варианты схемы выдачи мощности Энергокомплекса для площадки № 1 в Жылы-ойском районе

По варианту 1 предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс с установкой двух групп АТ 500/220/20 кВ мощностью $2 \times (3 \times 167)$;
- коммутация генераторов мощностью 2×300 МВт: одного – через трансформатор 500/20 кВ мощностью 400 МВА к шинам ОРУ 500 кВ с полуторным присоединением, второго – через трансформатор 220/20 кВ мощностью 400 МВА к шинам ОРУ 220 кВ через один выключатель;

РОЛЬ И ПОТЕНЦИАЛ ММР В РАЗВИТИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

Таблица 1. Результаты технико-экономического сравнения вариантов, млн тенге

Наименование	Ед.ст.	ММР 2Х300						ММР 8Х77					
		Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3	
		кол-во	ст-ть	кол-во	ст-ть	кол-во	ст-ть	кол-во	ст-ть	кол-во	ст-ть	кол-во	ст-ть
Капиталовложения (К)													
Подстанции (ПС)													
ПС 500 кВ Энергокомплекс													
АТ 500/220 кВ мощностью 1×167 МВА, шт.	1881	6	11288	4	7525			6	11288	4	7525		
Трансформатор 500/20 кВ мощностью 400 МВА, шт.	1847	1	1847	1	1847								
Трансформатор 500/110 кВ мощностью 250 МВА, шт.	1162							2	2324	2	2324		
Трансформатор 220/20 кВ мощностью 400 МВА, шт.	1500	1	1500	1	1500	2	3000						
Трансформатор 220/110 кВ мощностью 200 МВА, шт.	899							1	899	1	899	4	3594
Трансформатор 220/110 кВ мощностью 125 МВА, шт.	590									1	590		
Трансформатор СН 220/6 кВ мощностью 40 МВА, шт.	275			1	275	2	550						
Трансформатор СН 220/6 кВ мощностью 25 МВА, шт.	240							4	960	4	960	4	960
Трансформатор СН 20/6 кВ мощностью 40 МВА, шт.	170	4	680	3	510	2	340						
Трансформатор СН 13,8/6 кВ мощностью 10 МВА, шт.	80							8	640	8	640	8	640
Ячейка с элегазовым выключателем 500 кВ, шт.	500	3	1501	5	2502			5	2502	6	3003		
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260	4	1039	4	1039	7	1819	9	2338	8	2079	11	2858
Ячейка с вакуумным выключателем 20 кВ, шт.	45	4	180	3	135	2	90						
Ячейка с вакуумным выключателем 13,8 кВ, шт.	25							9	225	9	225	9	225
Итого по ПС			18036		15334		5799		21176		18244		8277
То же, с учетом затрат, сопутствующих строительству			24529		20854		7886		28799		24812		11257
Издержки (И)													
по ПС			2060		1752		662		2419		2084		946
ежегодные издержки			2060		1752		662		2419		2084		946
Приведенные затраты (З)													
И			2060		1752		662		2419		2084		946
$K \times 0,12$			2943		2503		946		3456		2977		1351
$Z = I + K \times 0,12$			5004		4254		1609		5875		5062		2296
то же, в % по отношению к аналогичной схеме компоновки ОРУ 550, 220 кВ			100%		100%		100%		117%		119%		143%

– коммутация резервных трансформаторов СН – к третичным обмоткам АТ 500/220/20 кВ;

– сооружение ВЛ 500 кВ Энергокомплекс – Карабатан с проводом 3хАС-300 протяженностью около 270 км с расширением ОРУ 500 кВ ПС Карабатан на две линейные ячейки;

– сооружение одноцепной ВЛ 220 кВ Энергокомплекс – Карабатан с проводом 2хАС-300 протяженностью около 270 км с расширением ОРУ 220 кВ ПС Карабатан на одну линейную ячейку;

– сооружение одноцепной ВЛ 220 кВ Энергокомплекс – Тенгиз с проводом 2хАС-300 протяженностью около 70 км с расширением ОРУ 220 кВ ПС Тенгиз на одну линейную ячейку.

– По предварительно выполненным электрическим расчетам, с целью обеспечения нормируемых уровней напряжения, выявилась необходимость установки шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 3×60 МВА с выключателем со стороны Энергокомплекса.

По **варианту 2** предусматривается:

– сооружение ПС Энергокомплекс с коммутацией генераторов и резервных трансформаторов СН

аналогично варианту 1;

– сооружение ВЛ 500 кВ Энергокомплекс – Карабатан, одноцепной ВЛ:

– 220 Энергокомплекс – Тенгиз, установка шунтирующего реактора 500 кВ с выключателем со стороны Энергокомплекса, с расширением ПС Карабатан аналогично варианту 1;

– сооружение одноцепной ВЛ 220 кВ Энергокомплекс – Кульсары с проводом 2хАС-300 протяженностью около 175 км с расширением ОРУ 220 кВ ПС Кульсары на одну линейную ячейку.

По **варианту 3** предусматривается:

– сооружение ПС Энергокомплекс с коммутацией генераторов и резервных трансформаторов СН аналогично вариантам 1, 2;

– сооружение ВЛ 500 кВ Энергокомплекс – Карабатан, одноцепной ВЛ:

– 220 Энергокомплекс – Тенгиз, установка шунтирующего реактора 500 кВ с выключателем со стороны Энергокомплекса, с расширением ПС Карабатан аналогично вариантам 1, 2;

– сооружение второй одноцепной ВЛ 220 кВ Энергокомплекс – Тенгиз с проводом 2хАС-300

протяженностью около 70 км каждая с расширением ОРУ 220 кВ ПС Тенгиз на две линейные ячейки.

По **варианту 4** предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс на напряжении 220 кВ;
- коммутация генераторов через трансформаторы 220/20 кВ мощностью 2×400 МВА;
- коммутация резервных трансформаторов СН к шинам 220 кВ;
- сооружение двух одноцепных ВЛ 220 кВ Энергокомплекс – Тенгиз с проводом 2×АС-300 протяженностью около 70 км каждая с расширением ОРУ 220 кВ ПС Тенгиз на две линейные ячейки;
- сооружение одноцепной ВЛ 220 кВ Энергокомплекс – Кульсары с проводом 2×АС-300 протяженностью около 175 км с расширением ОРУ 220 кВ ПС Кульсары на одну линейную ячейку;
- расширение ПС Карабатан с установкой двух дополнительных однофазных АТ 500/220 кВ мощностью 2×267 МВА для организации второй группы и расширением ОРУ 220 кВ на одну ячейку.

Результаты технико-экономического сравнения вариантов приведены ниже в таблице 2.

По результатам выполненных расчетов по **площадке 1 вариант 4** определился, как вариант с минимальными капиталовложениями и приведенными затратами.

1.4.2 Варианты схемы выдачи мощности для площадки № 2 в Исатайском районе

Варианты схемы выдачи мощности Энергокомплекса для площадки № 2 в Исатайском районе приведены ниже.

По **варианту 1** предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс с установкой двух групп АТ 500/220/20 кВ мощностью 2× (3×167);
- коммутация генераторов мощностью 2×300 МВт: одного – через трансформатор 500/20 кВ мощностью 400 МВА к шинам ОРУ 500 кВ с полуторным присоединением, второго – через трансформатор 220/20 кВ мощностью 400 МВА к шинам ОРУ 220 кВ через один выключатель;
- коммутация резервных трансформаторов СН – к третичным обмоткам АТ 500/220/20 кВ.
- сооружение ВЛ 500 кВ Энергокомплекс – Карабатан с проводом 3×АС-300 протяженностью около 200 км с расширением ОРУ 500 кВ ПС Карабатан на две линейные ячейки;
- сооружение одноцепной ВЛ 220 кВ Энергокомплекс – Карабатан с проводом 2×АС-300 протяженностью около 200 км с расширением ОРУ 220 кВ ПС Карабатан на одну линейную ячейку;
- сооружение одноцепной ВЛ 220 кВ Энергокомплекс – Индер с проводом 2×АС-300 протяженностью около 250 км с расширением ОРУ 220 кВ ПС Индер на одну линейную ячейку.
- по предварительно выполненным электрическим расчетам, с целью обеспечения нормируемых

уровней напряжения, выявилась необходимость установки шунтирующего реактора 500 кВ мощностью 3×60 МВА с выключателем со стороны Энергокомплекса.

По **варианту 2** предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс с коммутацией генераторов и резервных трансформаторов СН, аналогично варианту 1;
- сооружение ВЛ 500 кВ Энергокомплекс – Карабатан, установка шунтирующего реактора 500 кВ с выключателем со стороны Энергокомплекса, с расширением ПС Карабатан аналогично варианту 1;
- сооружение двух одноцепных ВЛ 220 кВ Энергокомплекс – Карабатан с проводом 2×АС-300 протяженностью около 200 км каждая с расширением ОРУ 220 кВ ПС Карабатан на две линейные ячейки.

По **варианту 3** предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс с установкой одной группы АТ 500/220/20 кВ с резервной фазой мощностью (3×167) + 1×167;
- коммутация генераторов мощностью 2×300 МВт: одного – через трансформатор 500/20 кВ мощностью 400 МВА к шинам ОРУ 500 кВ с полуторным присоединением, второго – через трансформатор 220/20 кВ мощностью 400 МВА к шинам ОРУ 220 кВ через один выключатель;
- коммутация резервных трансформаторов СН – одного к третичной обмотке АТ 500/220/20 кВ, второго – к шинам 220 кВ;
- сооружение двух ВЛ 500 кВ Энергокомплекс – Карабатан с проводом 3×АС-300 протяженностью около 200 км каждая с расширением ОРУ 500 кВ ПС Карабатан на четыре линейные ячейки;
- сооружение одноцепной ВЛ 220 кВ Энергокомплекс – Карабатан с проводом АС-300×2 протяженностью около 200 км с расширением ОРУ 220 кВ ПС Карабатан на одну линейную ячейку;
- по предварительно выполненным электрическим расчетам, с целью обеспечения нормируемых уровней напряжения, выявилась необходимость установки двух шунтирующих реакторов 500 кВ мощностью 2× (3×60) МВА с выключателями со стороны Энергокомплекса.

По **варианту 4** предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс на напряжении 220 кВ;
- коммутация генераторов через трансформаторы 220/20 кВ мощностью 2×400 МВА;
- коммутация резервных трансформаторов СН к шинам 220 кВ;
- сооружение двух одноцепных ВЛ 220 кВ Энергокомплекс – Карабатан с проводом 3×АС-300 протяженностью около 200 км каждая с расширением ОРУ 220 кВ ПС Карабатан на две линейные ячейки;

РОЛЬ И ПОТЕНЦИАЛ ММР В РАЗВИТИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

Таблица 2. Результаты технико-экономического сравнения вариантов, млн тенге

Наименование	Ед. ст.	Площадка 1							
		Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4	
		кол-во	ст-ть	кол-во	ст-ть	кол-во	ст-ть	кол-во	ст-ть
Капиталовложения (К)									
Линии электропередачи (ЛЭП)									
Одноцепная ВЛ 500 кВ, 3×АС-300, км.	350	270	94500	270	94500	270	94500		
Одноцепная ВЛ 220 кВ, 2×АС-300, км.	197	340	67105	245	48355	140	27632	315	62171
Итого по ЛЭП			161605		142855		122132		62171
Подстанции (ПС)									
ПС 500 кВ Энергокомплекс									
АТ 500/220 кВ мощностью 1×167 МВА, шт.	1881	6	11288	6	11288	6	11288		
Трансформатор 500/20 кВ мощностью 400 МВА, шт.	1847	1	1847	1	1847	1	1847		
Трансформатор 220/20 кВ мощностью 400 МВА, шт.	1500							1	1500
Трансформатор СН 220/6 кВ мощностью 40 МВА, шт.	275							2	550
Трансформатор СН 20/6 кВ мощностью 40 МВА, шт.	170	2	340	2	340	2	340		
ШР 500 кВ мощностью 3×60 МВА, шт.	3100	1	3100	1	3100	1	3100		
Ячейка с элегазовым выключателем 500 кВ, шт.	500	5	2502	5	2502	5	2502		
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260	4	1039	4	1039	4	1039	6	1559
Ячейка с вакуумным выключателем 20 кВ, шт.	45	2	90	2	90	2	90		
Итого по ПС			20207		20207		20207		3609
То же, с учетом затрат, сопутствующих строительству			27481		27481		27481		4908
ПС 500/220 кВ Карабатан									
АТ 500/220 кВ мощностью 1×267 МВА, шт.	2460							2	4920
Ячейка с элегазовым выключателем 500 кВ, шт.	500	2	1001	2	1001	2	1001		
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260	1	260					1	260
Итого по ПС			1261		1001		1001		5180
То же, с учетом реконструкции			1639		1301		1301		6734
ПС 220/110 кВ Тенгиз									
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260	1	260	1	260	2	520	2	520
Итого по ПС			260		260		520		520
То же, с учетом реконструкции			273		273		546		546
ПС 220/110 кВ Кульсары									
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260			1	260			1	260
Итого по ПС					260				260
То же, с учетом реконструкции					273				273
Итого по ПС			29393		29328		29328		12461
Всего К по ЛЭП, ПС			190998		172183		151459		74632
Издержки (И)									
по ЛЭП			4525		4000		3420		1741
по ПС			2469		2464		2464		1047
Затраты на возмещение потерь			1798		1686		1574		1247
Ежегодные издержки			8792		8150		7457		4035
Приведенные затраты (З)									
И			8792		8150		7457		4035
К × 0,12			22920		20973		18486		8956
З = И + К × 0,12			31712		29122		25943		12990
то же, %			244%		224%		200%		100%

– сооружение одноцепной ВЛ 220 Энергокомплекс – Индер с проводом 2×АС-300 протяженностью около 250 км с расширением ОРУ 220 кВ ПС Индер на одну линейную ячейку;

– расширение ПС Карабатан с установкой двух дополнительных однофазных АТ 500/220 кВ мощностью 2×267 МВА для организации второй группы и расширением ОРУ 220 кВ на одну ячейку;

– по предварительно выполненным электрическим расчетам, с целью обеспечения нормируемых уровней напряжения, выявилась необходимость установки одного шунтирующего реактора 220 кВ мощностью 100 МВА с выключателем.

Результаты технико-экономического сравнения вариантов приведены ниже в таблице 3.

РОЛЬ И ПОТЕНЦИАЛ ММР В РАЗВИТИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

Таблица 3. Результаты технико-экономического сравнения вариантов, млн тенге

Наименование	Ед.ст.	Площадка 2							
		Вариант 1		Вариант 2		Вариант 3		Вариант 4	
		кол-во	ст-ть	кол-во	ст-ть	кол-во	ст-ть	кол-во	ст-ть
Капиталовложения (К)									
Линии электропередачи (ЛЭП)									
Одноцепная ВЛ 500 кВ, 3*АС-300, км.	350	200	70000	200	70000	400	140000		
Одноцепная ВЛ 220 кВ, 2*АС-300, км.	197	450	88816	400	78947	200	39474	650	128289
Итого по ЛЭП			158816		148947		179474		128289
Подстанции (ПС)									
ПС 500 кВ Энергокомплекс									
АТ 500/220 кВ мощностью 1×167 МВА, шт.	1881	6	11288	6	11288	4	7525		
Трансформатор 500/20 кВ мощностью 400 МВА, шт.	1847	1	1847	1	1847	1	1847		
Трансформатор 220/20 кВ мощностью 400 МВА, шт.	1500							1	1500
Трансформатор СН 220/6 кВ мощностью 40 МВА, шт.	275					1	275	2	550
Трансформатор СН 20/6 кВ мощностью 40 МВА, шт.	170	2	340	2	340	1	170		
ШР 500 кВ мощностью 3×60 МВА, шт.	3100	1	3100	1	3100	2	6200		
ШР 220 кВ мощностью 100 МВА, шт.	1900							1	1900
Ячейка с элегазовым выключателем 500 кВ, шт.	500	5	2502	5	2502	7	3503		
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260	4	1039	4	1039	3	779	7	1819
Ячейка с вакуумным выключателем 20 кВ, шт.	45	2	90	2	90	1	45		
Итого по ПС			20207		20207		20345		5769
То же, с учетом затрат, сопутствующих строительству			27481		27481		27670		7846
ПС 500/220 кВ Карабатан									
АТ 500/220 кВ мощностью 1×267 МВА, шт.	2460							2	4920
Ячейка с элегазовым выключателем 500 кВ, шт.	500	2	1001	2	1001	4	2002		
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260	1	260	2	520	1	260	2	520
Итого по ПС			1261		1521		2262		5440
То же, с учетом реконструкции			1639		1977		2940		7072
ПС 220/110 кВ Индер									
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260	1	260					1	260
Итого по ПС			260						260
То же, с учетом реконструкции			273						273
Итого по ПС			29393		29458		30610		15190
Всего К по ЛЭП, ПС			188209		178405		210083		143479
Издержки (И)									
по ЛЭП			4447		4171		5025		3592
по ПС			2469		2474		2571		1276
Затраты на возмещение потерь			1683		1897		1316		4163
Ежегодные издержки			8599		8542		8912		9031
Приведенные затраты (З)									
И			8599		8542		8912		9031
К × 0,12			22585		21409		25210		17218
З = И + К × 0,12			31184		29951		34122		26249
то же, %			119%		114%		130%		100%

По результатам выполненных расчетов по площадке 2 вариант 4 определен как вариант с минимальными капиталовложениями и приведенными затратами.

1.4.3 Сопоставление вариантов схемы выдачи мощности по двум площадкам размещения Энергокомплекса

Далее в таблице 4 приведено сравнение наиболее экономичных вариантов схемы выдачи мощности по

двум площадкам размещения Энергокомплекса (вариант 4 площадка 1 и вариант 4 площадка 2).

Сравнение результатов расчетов по площадкам и реакторным технологиям показывает преимущество площадки 1 по 4 варианту реализации по капиталовложениям и приведенным затратам.

РОЛЬ И ПОТЕНЦИАЛ ММР В РАЗВИТИИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

Таблица 4. Результаты технико-экономического сравнения вариантов, млн тенге

Наименование	Ед. ст.	Площадка 1		Площадка 2	
		Вариант 4		Вариант 4	
		кол-во	ст-ть	кол-во	ст-ть
Капиталовложения (К)					
Линии электропередачи (ЛЭП)					
Одноцепная ВЛ 220 кВ, 2×АС-300, км.	197	315	62171	650	128289
Итого по ЛЭП			62171		128289
Подстанции (ПС)					
ПС 500 кВ Энергокомплекс					
Трансформатор 220/20 кВ мощностью 400 МВА, шт.	1500	1	1500	1	1500
Трансформатор СН 220/6 кВ мощностью 40 МВА, шт.	275	2	550	2	550
ШР 220 кВ мощностью 100 МВА, шт.	1900			1	1900
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260	6	1559	7	1819
Итого по ПС			3609		5769
То же, с учетом затрат, сопутствующих строительству			4908		7846
ПС 500/220 кВ Карабтан					
АТ 500/220 кВ мощностью 1×267 МВА, шт.	2460	2	4920	2	4920
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260	1	260	2	520
Итого по ПС			5180		5440
То же, с учетом реконструкции			6734		7072
ПС 220/110 кВ Тенгиз					
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260	2	520		
Итого по ПС			520		
То же, с учетом реконструкции			546		
ПС 220/110 кВ Индер					
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260			1	260
Итого по ПС					260
То же, с учетом реконструкции					273
ПС 220/110 кВ Кульсары					
Ячейка с элегазовым выключателем 220 кВ, шт.	260	1	260		
Итого по ПС			260		
То же, с учетом реконструкции			273		
Итого по ПС			12461		15190
Всего К по ЛЭП, ПС			74632		143479
Издержки (И)					
по ЛЭП			1741		3592
по ПС			1047		1276
Затраты на возмещение потерь			1247		4513
Ежегодные издержки			4035		9381
Приведенные затраты (З)					
И			4035		9381
$K \times 0,12$			8956		17218
$Z = I + K \times 0,12$			12990		26599
то же, %			100%		205%

2. РЕЗУЛЬТАТЫ И ОБСУЖДЕНИЕ

2.1 Реактор

По результатам технико-экономических расчетов варианты технологии ВWRX-300 (2×300 МВт) определились как более экономичные в сравнении с ана-

логичными вариантами компоновки ОРУ повышенного напряжения ПС Энергокомплекс для NuScale технологии ММР 8×77 МВт – как по капиталовложениям, так и по приведенным затратам и могут быть приняты к дальнейшему рассмотрению.

BWRX-300 – это малый модульный реактор (ММР) электрической мощностью 300 МВт и тепловой 870 МВт с естественной циркуляцией теплоносителя, водяным охлаждением и пассивными системами защиты. BWRX-300 является эволюционным продолжением американских реакторов ESBWR-1520, лицензированных Комиссией США по ядерному регулированию (NRC). Он предназначен для гибкой выработки чистой энергии, которая может конкурировать по стоимости с установками на природном газе.

Разработкой данного реактора в США занималась компания «GE-Hitachi Nuclear Energy» (GEN), а в Японии – «Hitachi GE Nuclear Energy» (HGNE).

BWRX-300 позиционируется как десятое поколение кипящих реакторов (BWR) и обладает простой и инновационной конструкцией.

2.2 Площадка

Сравнение результатов расчетов по площадкам и реакторным технологиям показывает **преимущество площадки 1 по 4 варианту** реализации по капиталовложениям и приведенным затратам.

По **варианту 4 площадки 1** предусматривается:

- сооружение ПС Энергокомплекс на напряжении 220 кВ;
- коммутации генераторов через трансформаторы 220/20 кВ мощностью 2×400 МВА;
- коммутация резервных трансформаторов СН к шинам 220 кВ;
- сооружение двух одноцепных ВЛ 220 кВ Энергокомплекс – Тенгиз с проводом 2×АС-300 протяженностью около 70 км каждая с расширением ОРУ 220 кВ ПС Тенгиз на две линейные ячейки;
- сооружение одноцепной ВЛ 220 Энергокомплекс – Кульсары с проводом 2×АС-300

протяженностью около 175 км с расширением ОРУ 220 кВ ПС Кульсары на одну линейную ячейку;

- расширение ПС Карабатан с установкой двух дополнительных однофазных АТ 500/220 кВ мощностью 2×267 МВА для организации второй группы и расширением ОРУ 220 кВ на одну ячейку.

Данная работа выполнена в рамках проекта МНТЦ К-2779 “Development of a Prefeasibility Study for a Conceptual Project of a Carbon-Free Power Complex Consisting of Renewable Energy Technologies Combined with Small Modular Reactors”.

ЛИТЕРАТУРА

1. Указ Президента Республики Казахстан «О концепции по переходу Республики Казахстан к “зеленой экономике”» от 30 мая 2013 года № 577.
2. Приказ Министерства энергетики Республики Казахстан № 44 от 30 января 2023 года «Об утверждении Энергетического баланса Республики Казахстан до 2035 года».
3. Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 июня 2023 года № 247 «Об утверждении Перспективной схемы размещения электрических мощностей до 2035 года» (с изменениями от 28.08.2024 г.)

REFERENCES

1. Ukaz Prezidenta Respubliki Kazakhstan “O kontseptsii po perekhodu Respubliki Kazakhstan k “zelenoy ekonomike” ot 30 maya 2013 goda No. 577.
2. Prikaz Ministerstva energetiki Respubliki Kazakhstan No. 44 ot 30 yanvarya 2023 goda “Ob utverzhdanii Energeticheskogo balansa Respubliki Kazakhstan do 2035 goda.”
3. Prikaz Ministra energetiki Respubliki Kazakhstan ot 30 iyunya 2023 goda No. 247 “Ob utverzhdanii Perspektivnoy skhemy razmeshcheniya elektricheskikh moshchnostey do 2035 goda” (s izmeneniyami ot 28.08.2024 g.)

БАТЫС ҚАЗАҚСТАННЫҢ ЭНЕРГЕТИКА ЖҮЙЕСІН ДАМУДАҒЫ ШАҒЫН МОДУЛЬДІ РЕАКТОРЛАРДЫҢ РӨЛІ МЕН ӘЛЕУЕТІ

Т. М. Жантикин^{1*}, А. О. Сиябеков², А. Т. Торгаев², Н. А. Карджаубаев³, М. К. Мукушева⁴, М. Б. Солдатова⁵

¹ *Қазақстан Республикасының Атом энергиясы жөніндегі агенттігі, Астана, Қазақстан*

² *«Қазақстандық атом станциялары» ЖШС, Астана, Қазақстан*

³ *«Л. Н. Гумилев атындағы Еуразия ұлттық университеті» КеАҚ, Астана, Қазақстан*

⁴ *«Қазақстан Республикасының Ұлттық ядролық орталығы» РМК, Курчатова, Қазақстан*

⁵ *«Энергия ғылыми-зерттеу және жобалау-ізвестіру институты» АҚ, Алматы, Қазақстан*

* Байланыс үшін E-mail: t.zhantikin@atom.gov.kz

Атом энергетикасын дамыту – Қазақстанның энергетикалық қауіпсіздігін қамтамасыз ету және экономиканың орнықты дамуын қолдау бағытындағы стратегиялық міндеттердің бірі. Бұл мақсат Қазақстан Президентінің 2025 жылғы 8 қыркүйектегі «Жасанды интеллект дәуіріндегі Қазақстан: өзекті мәселелер және оны түбегейлі цифрлық өзгерістер арқылы шешу» атты Жолдауында айқын көрсетілген.

Ресурстық базаның, ядролық отын циклі өндірісінің бар екенін және алға қойылған көміртегі бейтараптылығына қол жеткізу мақсатын ескере отырып, Қазақстанда атом энергетикасын дамыту бағдарламасын іске асыру басталды.

Қазақстанның энергетика жүйесі үш аймақтан тұрады – Солтүстік, Оңтүстік және Батыс. Оның ішінде Батыс аймағы Қазақстанның Біртұтас энергетика жүйесінен (БЭЖ) оқшау түрде жұмыс істейді. Батыс аймағының

энергетикалық балансына жүргізілген талдау бұл өңірде қуаты 300 МВт-қа дейінгі энергоблоктарды қолданудың тиімді екенін көрсетеді. Бұл электрмен жабдықтаудың үздіксіздігін және энергия жүйесінің орнықты жұмысын қамтамасыз етеді.

Мақалада Батыс аймағының энергетика жүйесін мысалға ала отырып, Қазақстанда шағын модульді реакторлар (ШМР) негізінде атом электр станцияларын (АЭС) салу және пайдалану жобаларын іске асырудың негізділігі мен тиімділігі қарастырылады.

Бұл жұмыста Батыс аймағының электрмен жабдыкталу жағдайына талдау жасалып, қуат және электр энергиясының баланстары, қуатты беру схемаларының нұсқалары әзірленді, электрлік есептеулер жүргізілді, релелік қорғау мен аварияға қарсы автоматика қағидағтары әзірленді, диспетчерлік және технологиялық басқаруды ұйымдастыру мәселелері қарастырылды, электр желілерін салу көлемі мен күрделі қаржы жұмсалымының шамамен алынған көлемі айқындалды.

Түйін сөздер: атом электр станциясы, шағын модульді реакторлар, қуат беру схемасы, трансформатор, жоғары вольтты желі.

THE ROLE AND POTENTIAL OF SMALL MODULAR REACTORS IN THE DEVELOPMENT OF THE WESTERN KAZAKHSTAN ENERGY SYSTEM

T. M. Zhantikin^{1*}, A. O. Siyabekov², A. T. Torgaev², N. A. Kardzhaubaev³, M. K. Mukusheva⁴, M. B. Soldatova⁵

¹ Agency of the Republic of Kazakhstan for Atomic Energy, Astana, Kazakhstan

² "Kazakhstan Nuclear Power Plants" LLP, Astana, Kazakhstan

³ NJSC "L.N. Gumilyov Eurasian National University", Astana, Kazakhstan

⁴ RSE "National Nuclear Center of the Republic of the Kazakhstan", Kurchatov, Kazakhstan

⁵ «Энергия ғылыми-зерттеу және жобалау-іздеміру институты» АҚ, Almaty, Kazakhstan

* E-mail for contacts: t.zhantikin@atom.gov.kz

The development of nuclear energy is a strategic objective for ensuring energy security and supporting sustainable economic development in Kazakhstan. This goal was clearly outlined in the address of the President of Kazakhstan dated September 8, 2025, "Kazakhstan in the Era of Artificial Intelligence: Current Challenges and Their Solutions through Digital Transformation."

Given the availability of a resource base, nuclear fuel cycle production facilities, and the stated goal of achieving carbon neutrality, Kazakhstan has begun implementing a nuclear energy development program.

Kazakhstan's energy system consists of three zones – Northern, Southern, and Western. The Western zone operates separately from the Unified Energy System (UES) of Kazakhstan. An analysis of the energy balance of the Western zone demonstrates the feasibility of using power units with a capacity of up to 300 MW, which will ensure uninterrupted power supply to the region and the stability of the energy system.

This article examines the feasibility and effectiveness of implementing nuclear power plant (NPP) construction and operation projects in Kazakhstan using small modular reactors (SMRs) as an example in the Western Zone of the country's power grid.

The paper analyzes the state of the Western Zone's power supply, develops power and electricity balances, power distribution scheme options, performs electrical calculations, develops principles for relay protection and emergency automation, and organizes dispatch and process control systems. The scope of grid construction and estimated capital investment are determined.

Keywords: nuclear power plant, small modular reactors, power distribution scheme, transformer, high-voltage grid.