



## Приложение 8

### "Минимални технически изисквания"

#### 1. Минимални технически характеристики на съоръжението за съхранение

№	Параметър	Мерна единица	Минимална изисквана стойност
1.	Експлоатационен живот в цикли	Брой	$\geq 2\ 000$ цикъла
2.	Обща ефективност на съоръжението за съхранение при C/2 и пълен цикъл заряд и разряд (включва инвертор с управление, конвертори, охлаждаща система, батерии и всички допълнителни електрически консумации. Не включва трансформаторната уредба в случай на присъединяване към уредба високо/средно напрежение)	%	$>80$
3.	Минимален използваем капацитет на батерията на съоръжението за съхранение	%	при заряд $\geq 80\%$ при разряд $\leq 10\%$
4.	Възможност за безпроблемна работа на съоръжението за съхранение при външни температури, без редуциране на мощността на инверторната система	$^{\circ}\text{C}$	$\leq -25^{\circ}\text{C}$ $\geq +50^{\circ}\text{C}$
5.	Минимална годишна използваемост на съоръжението за съхранение <sup>1</sup>	Брой цикли	$\geq 360$ цикъла

Всички активи следва да бъдат нови, неупотребявани, да отговарят на изискванията на приложимото законодателство, включително, но не само на ЗУТ и Закона за техническите изисквания към продуктите, да имат СЕ маркировка и/или Декларация за

<sup>1</sup> Минимална годишна използваемост на съоръжението за съхранение трябва да е посочена в гаранцията, която се предоставя от производителя.

съответствие от производител/вносител (основание за допускане на европейския пазар), да са в съответствие с приложимите български и европейски стандарти.

Използваемият капацитет за съхранение е равен на максималното количество енергия в MWh, което съоръжението за съхранение може да отдаде при непрекъсната работа, като поддържа номиналната си мощност в MW.

От съоръженията за съхранение се изисква да имат минимално време за отдаване/зареждане от 2 часа, изчислено като минималния брой часове, през които съоръжението може да отдава/зарежда при непрекъсната работа, като поддържа номиналната си мощност от MW.

Проектът да осигури комплексно решение за присъединяване на съоръжението за съхранение, обхващащо всички инфраструктурни компоненти и системи, необходими за функционирането на съоръжението.

## **2. Параметрите за осигуряване на резерви за първично регулиране на честотата и/или автоматично вторично регулиране на честотата и обменните мощност**

### **2.1 Условия и параметри първично регулиране на честотата:**

Участие в първично регулиране на честотата се допуска само за ССЕБ от системно значение (с мощност не по-малка от 10MW и капацитет не по-малък от 20 MWh), директно присъединена към електропреносната мрежа на НПО. ССЕБ, кандидатстваща за предоставяне на допълнителни услуги на НПО следва да изпълнява изискванията за модул тип D, съгласно чл. 46 от ПУЕЕС и предходната точка.

ССЕБ трябва да разполага с енергиен ресурс, достатъчен за покриване на целия договорен с НПО резерв за първично регулиране, за най-малко 1 час в положителна и отрицателна посока.

ССЕБ може да участва в първичното регулиране на честотата, по разпореждане на НПО, след успешно преминаване през предварителен квалификационен тест, доказващ техническата способност на ССЕБ да изпълнява изискванията на ПУЕЕС.

Параметрите за участие на ССЕБ в първичното регулиране на честотата се задават от НПО, в зависимост от техническите характеристики на ССЕБ и необходимостта на ЕЕС. Основните параметри са следните:

Таблица 1

Диапазон на резерва	Статизъм	Мъртва зона	Допустима нечувствителност	Време за отдаване на резерва	Задържане на резерва
MW	%	mHz	mHz	sec	min
Задава се от НПО	Задава се от НПО	$\pm 20$	$\pm 10$	$\leq 30$	Задава се от НПО

### **Средства за контрол и регистрация на участието в първичното регулиране на честота.**

Контрол на участието на всяка ССЕБ в първичното регулиране на честотата се извършва по стойностите на параметрите, регистрирани от SCADA/EMS системата на НПО, собствените регистриращи системи на ОССЕБ и регистраторите с непрекъснат запис в подстанцията или възловата станция на НПО.

### **Изпитвания и квалификационни тестове за участие на модулите в първичното регулиране на честота:**

Ежемесечно, до пето число или при първо пускане след инсталиране или основен ремонт на ССЕБ, ОССЕБ сам или в присъствието на представител на НПО, извършва изпитание за доказване на техническите параметри, с които ССЕБ участва в първичното регулиране на системната честота. Изпитанието се извършва от 08:00 до 16:00 часа през работен ден, а резултатите от него, под формата на протокол и графики, се предоставят на НПО, в срок от пет работни дни, след провеждане на изпитанието.

Ако тези резултати потвърждават параметрите от Таблица 1, се приема, че ССЕБ участва ефективно в първичното регулиране на честотата. За времето на изпитанието, ОССЕБ не получава заплащане за участие в първичното регулиране.

Ако при изпитанието, някой от параметрите не съответства на посочените в Таблица 1, ОССЕБ извежда функцията "Първично регулиране" на ССЕБ и незабавно подава заявка до НПО, в която посочва причините и сроковете за тяхното отстраняване и възстановяване на нормалната работа на първичното регулиране. За периода на изведено "Първично регулиране", ОССЕБ не се санкционира и не получава заплащане до момента на доказване на параметрите и възстановяване на нормалната работа на първичното регулиране.

ОССЕБ получава заплащане за участието на ССЕБ в първичното регулиране за всеки предходен месец. Сумата за плащане се изчислява като произведение на периодите на пълноценно участие на ССЕБ в часове, по резерва за първично регулиране, по цената за първично регулиране. Периодите на пълноценно участие на ССЕБ в първичното регулиране се оформят в протокол, на базата на архивните данни от управляващата система на ССЕБ, като се сумира времето на въведена честотна корекция на ССЕБ. Този протокол се изготвя след края на всеки месец от ОССЕБ и се изпраща за преглед и одобрение към НПО.

При настъпване на смущение в честотата на електроенергийната система по-голямо от  $\pm 100\text{mHz}$  и установяване на непълноценно участие на ССЕБ в първичното регулиране на честотата, неустойката се определя за периода след последния доказан случай на пълноценно участие в размер, определен като сума от произведенията на часовете по диапазона за първично регулиране на ССЕБ, по цената за разполагаемост за първично регулиране.

При всяко въвеждане, както и при необходимост от оперативно извеждане на ССЕБ от първичното регулиране, ОССЕБ информира НПО, като пояснява причината за това. От своя страна НПО записва в оперативния дневник датата и часа на въвеждането или извеждането на първичното регулиране на ССЕБ и причината.

НПО информира ОССЕБ за всеки случай на регистрирано непълноценно участие в първичното регулиране, в срок от десет работни дни.

Когато ССЕБ не участва в първичното регулиране по разрешена от НПО заявка, ОССЕБ не получава заплащане за участие в първичното регулиране и не дължи неустойки.

НПО има право да разпорежда извеждане на ССЕБ от участие в първичното регулиране, при което ОССЕБ няма да получава заплащане за първично регулиране.

#### **Допълнителни пояснения**

Първичното регулиране на честотата (честотно зависим режим) е честотна корекция по статична характеристика на заданието по активна мощност на ССЕБ, чието първично регулиране е активирано по разпореждане на НПО. Функцията за първично регулиране трябва да е интегрирана в управляващата система на ССЕБ, като информацията за честотата на системата трябва да се получава от напрежението на шини средно или високо напрежение, в повишаващата подстанция на ССЕБ. Допуска се грешка в локалното устройство за измерване на честотата за нуждите на първичното регулиране, не по-голяма от  $\pm 10$  mHz.

Резервът за първично регулиране е положителната част на обхвата на първичното регулиране от работната точка преди смущението, до максималната мощност за първично регулиране.

Цялата договорена мощност за първично регулиране трябва да се активира при честотно отклонение от  $\pm 200$  mHz, до 30s от началото на смущението. Допустимото пререгулиране на активната мощност е 10%.

Ако отклонението на честотата в мрежата надхвърли  $\pm 200$  mHz, отдаденият резерв за първично регулиране трябва да остане същия, както при  $\pm 200$  mHz, т.е. във функцията за първично регулиране трябва да има ограничител, който да не допуска изменение на мощността с повече от договорения с НПО резерв. Изпробването на този ограничител трябва да се предвиди в първоначалните изпитания на първичното регулиране, като се имитира симулирано изменение на честотата  $\pm 300$  mHz и се наблюдава - изменението на мощността да не надхвърля договорения с НПО резерв.

Първичното регулиране е необходимо през цялото време на отклонение на честотата на електроенергийната система от зададената. ССЕБ трябва да може да го предоставя за цялото договорено с НПО време за задържане на резерва.

Първичното регулиране трябва да може да се въвежда и извежда от ОССЕБ, по нареждане на диспечерите на НПО, като промяната се регистрира от управляващата система на ССЕБ.

Мъртвата зона при необходимост, трябва да може да се извежда/въвежда от персонала на ОССЕБ, без помощта на външни специалисти.

Тестването на първичното регулиране се извършва със сигнал от честотен симулатор, интегриран в управляващата система на ССЕБ, който замества сигнала от реално измерената честота в ЕЕС, за времето на изпитанието.

Начинът и последователността на тестване на първичното регулиране се определя от НПО. Предварителният квалификационен тест е за доказване техническата

способност на ССЕБ да изпълнява изискванията на чл.46 (ал.4, 5, 6, 7), чл.96 и чл.97 от ПУЕЕС и се извършва задължително в присъствието на представител на НПО.

Ежемесечното тестване на първичното регулиране на ССЕБ трябва да се автоматизира така, че персонала на ОССЕБ да може да извършва тестовете, без помощта на външни специалисти.

За нуждите на контрола и тестването на първичното регулиране, управляващата система на ССЕБ трябва да има SCADA система за регистриране, визуализация и съхраняване на данни, синхронизирана по време. SCADA системата на ССЕБ трябва да може да генерира графики (диаграми) в реално време, с разделителна способност, не по-ниска от 1 точка/sec. и продължителност на записа - минимум 15 min. Графиките трябва да могат да се документират като файл и на хартия. Основните величини за регистрация са следните моментни стойности:

- симулирана честота, Hz
- натоварване на ССЕБ – измерено, MW
- натоварване на ССЕБ – задание, MW

Резултатите от тестовете се отчитат освен с графики и с протокол, съдържащ в табличен вид резултатите от изпитанията и датата и часа на провеждане тестовете.

#### **Обмен на информация в реално време**

ОССЕБ предоставя на НПО данни за конкретната единица/модул към информационно-управляващата система на НПО (SCADA/EMS):

- статус на първичното регулиране – включено/изключено;
- размер на предоставяният резерв в MW;
- измерена честота от управляващата система на ССЕБ, Hz;
- моментен разполагаем капацитет за производство/потребление на ССЕБ – сумарен и по модули, MWh;

Да се гарантира точност на измерванията не по-лоша от 0.5% и те да се предават спонтанно и циклично. Телесигнализиациите да се предават с времето на регистрирането им в локалното устройство на управляващата система на подстанцията на обекта, с точност не по-лоша от 10msec. Резолюцията на предаваните данни се определят от НПО.

ССЕБ трябва да отговарят на критериите за комуникация (комуникационни протоколи, обмен на информация и др.), определени от НПО преди началото на предварителните квалификационни тестове. Те трябва да отговарят на стандартите на НПО за комуникационните протоколи за обмен на информация в реално време (<https://www.eso.bg/doc?463>). Тестовете изискват оперативна комуникация със системата за автоматично управление на модулите/единиците на ССЕБ с всички сигнали, определени НПО.

#### **Техническа информация за ССЕБ**

Освен информацията по чл. 79. (1) от Наредба №6 за присъединяване на обекти към електрическите мрежи, НПО може да поиска допълнителна техническа информация, свързана с пълния и експлоатационния капацитет на ССЕБ, оперативните ограничения и т.н.

## **2.2.Условия и параметри за участие на ССЕБ в автоматично вторично регулиране (аВРЧ) на честотата и обменните мощности на електроенергийната система.**

- Участието в аВРЧ е съгласно изискванията на чл. 98 от ПУЕЕС.
- Модул/единица, предоставящи резерв участва пълноценно във аВРЧ, когато стойността на активната му мощност се задава от централния регулатор (САРЧМ) на ЕСО и чрез телекомуникация и телемеханика автоматично се предава и изпълнява от системата за управление на единицата/модула в съответствие с настроените параметри на регулиране (диапазон на регулиране, скорост на изменение на мощността и закъснение на изпълнение на заданието), а точността на изпълнение на заданието е в рамките на договорената, без да се изискват допълнителни разпореждания и команди.
- "Работен диапазон за аВРЧ" на модул/единица, предоставящи резерв по активна мощност е разликата между максималната и минималната активни мощности, в които модула/единицата, предоставящи резерв могат да работят без ограничения в рамките на периода на валидност на предложението по време под управление на централния регулатор.
- "Скорост на изменение на мощността" е технологично определената и/или ограничена от автоматиката на модула/единицата, предоставящи резерв, скорост на изменение на мощността при задание за изменение на активната мощност от САРЧМ на ЕСО.
- "Закъснение на изпълнение на заданието по активна мощност" е разликата между действителното време на достигане на зададената мощност от модул/единица, предоставящи резерв, и времето, в което централния регулатор е задал новото задание.
- "Точност на изпълнение на заданието" в % е отношението на разликата между реализираната активна мощност и зададената от след завършване на преходния процес и трябва да съответства на изискванията в чл. 98, ал.3, т.3 от ПУЕЕС.
- "Условие за съвместно регулиране" - освен в осигуряването на аВРЧ, модулите/единиците могат също да участват в осигуряването на резерв за първично регулиране и в осигуряването на резерв за ръчно вторично регулиране на честотата и обменните мощности.
- "Период на участие" на модул/единица, предоставящи аВРЧ" е интервала от време, през което модул/единица, предоставящи резерв участва пълноценно в аВРЧ. Началото на периода започва да се отчита след получаване на сигнала от модул/единица, предоставящи резерв в ЕСО, че модул/единица, предоставящи резерв е включен към дистанционно управление по активна мощност и след като диспечерът на ЕСО е задал режим на управление на модул/единица, предоставящи резерв - участие в аВРЧ, а модулът/единицата са започнали да изпълняват заданието в съответствие с настроените регулируеми параметри.
- „Средства за контрол и регистрация на участието на модулите/единиците в аВРЧ“ - контролът за участията на всеки модул/единица, предоставящи резерв за аВРЧ се извършва по стойностите на параметрите, регистрирани от информационно-управляващата система на ЕСО (SCADA/EMS).
- ССЕБ трябва да отговарят на критериите за комуникация (комуникационни протоколи, обмен на информация и др.), определени от ЕСО преди началото на

предварителните квалификационни тестове. Те трябва да отговарят на стандартите на ЕСО за комуникационните протоколи за обмен на информация в реално време (<https://www.eso.bg/doc?463>). Тестовите изискват оперативна комуникация със системата за автоматично управление на модулите/единиците на ССЕБ с всички сигнали, определени ЕСО.

- ССЕБ предоставят изчерпателна информация по следните точки, като минимум:
  - ✓ Пълнен капацитет за енергийно съхранение;
  - ✓ Оперативни ограничения, които оказват влияние върху използването на системата за съхранение;
  - ✓ Експлоатационен капацитет на системата за съхранение;
  - ✓ Допустима мощност на зареждане/разреждане;
  - ✓ Описание на системата за стратегическо планиране на работата на системата за съхранение;
  - ✓ Информация за степента на използване на системата за стратегическо планиране (непрекъснато, на всеки 5 минути и т.н.);
  - ✓ Очаквана регулярност и размер на офертите.
- Данните трябва да се предават съгласно стандартите на ЕСО за обмен на информация в реално време и да се предават спонтанно при промяна и циклично. Точността на измерванията да не е по-лоша от 0.5%. Телесигнализациите да се предават с времето на регистрирането им в локалното устройство на управляващата система на ССЕБ с точност не по-лоша от 10 msec.

### 2.3 Списък със съкращения

- ССЕБ - система за съхранение на енергия чрез батерии
- ОССЕБ - оператор на система за съхранение на енергия чрез батерии
- НПО - национален преносен оператор
- ПУЕЕС - правила за управление на електроенергийната система
- FSM - frequency sensitive mode - честотно зависим режим (първично регулиране) - означава режим на работа на модул за производство на електроенергия, в който активната мощност се мени в резултат от промяна в честотата на системата по такъв начин, че да спомага за възстановяването на целевата честота
- LFSM-O - limited frequency sensitive mode - overfrequency - честотно зависим режим с ограничаване при повишена честота - означава работен режим на модул за производство на електроенергия, при който изходната активна мощност намалява в резултат на покачване на честотата на системата над определена стойност
- LFSM-U - limited frequency sensitive mode - underfrequency - честотно зависим режим с ограничаване при понижена честота - означава работен режим на модул за производство на електроенергия, при който генерираната активна мощност нараства в резултат на спадане на честотата на системата под определена стойност
- Frequency response deadband - зона на нечувствителност при изменение на честотата (мъртва зона) - интервал, използван целенасочено, за да се направи честотното регулиране нечувствително
- Frequency response insensitivity - нечувствителност при изменение на честотата - характерна за системата за регулиране характеристика, определена като минималната стойност на изменението на честотата или на входния сигнал, което води до промяна на изходната мощност или изходния сигнал.

**Минимални технически изисквания към комуникацията на модулите/единиците, предоставящи резерви за първично регулиране на честотата и автоматично вторично регулиране със SCADA/EMS на НПО.**

1. ДБУ трябва да осигури в подстанцията на обекта средства за стационарна и мобилна гласова комуникация.
2. OPGW/OPUG по присъединителните електропроводи да бъде с 48 броя оптични влакна в съответствие с препоръка ITU-T G 655. OPGW, OPUG, ODF и свързаните с монтажа им материали да отговарят на фирмените стандарти на НПО, публикувани на официалната страница на дружеството – [www.eso.bg](http://www.eso.bg) (раздел „Дейности » Пренос“).
3. ДБУ трябва да имат телекомуникационна апаратура за подстанцията на обекта, да изпълнява необходимите функции за пренос на телемеханична информация, гласови комуникации и да работи по изградената оптична свързаност. Телекомуникационната апаратура да е индустриален клас, да отговаря на изискванията на стандарт за работа в електроенергиен обект (IEC 61850-3). Да има минимум два броя локални интерфейси 10/100Base-TX или 10/100/1000Base-TX (Ethernet RJ45). Да има минимум един транспортен интерфейс 100Base-FX (Fiber Optic- single mode), като конкретните параметри на приемно-предавателя се договарят за всеки отделен случай с НПО спрямо параметрите на оптичното трасе. Да поддържа VLAN IDs съгласно стандарт IEEE 802.1Q. Да поддържа Quality of Services (QoS) and Priority tagging.
4. ДБУ трябва да имат управляваща/телемеханична система, чрез която да изградят комуникация по протокол IEC60870-5-104 със SCADA/EMS на НПО и да предават в реално време данни, които се съгласуват с НПО и включват минимум сигналите в т.8.
5. Спецификациите на протоколите да отговарят на фирмения стандарт на ЕСО за телемеханична апаратура (публикуван на официалната страница на дружеството и се съгласуват с НПО (<https://www.eso.bg/doc?463>)).
6. Данните трябва да се предават съгласно стандартите на НПО за обмен на информация в реално време и да се предават спонтанно при промяна и циклично, с цикъл не по-голям 10 секунди. Точността на измерванията да не е по-лоша от 0.5%. Телесигнализациите да се предават с времето на регистрирането им в локалното устройство на управляващата система на ДБУ с точност не по-лоша от 10 msec.
7. Провеждат се тестове за оперативна комуникация на SCADA/EMS на НПО със системата за автоматично управление на модулите/единиците на ДБУ с всички сигнали, определени от НПО.
8. Сигналният списък на предаваните данни се съгласува със съгласуването на работния проект и в зависимост от типа на услугата, като минимум включва:
  - а) телесигнализации на комутационните съоръжения високо напрежение (ВН);



- b) телесигнализации на комутационните съоръжения на повишаващите трансформатори, на секционните връзки и изводни полета средно напрежение (СрН);
  - с) мощности, напрежения и честоти на присъединения ВН, СрН и трансформатори;
  - d) моментна работна мощност по видове производство и сумарно, MW. Типа на данните е измерване, изпращано от системата на ДБУ.
  - e) статус на първичното регулиране – включено/изключено. Типа на данните е еднобитова сигнализация, изпращана от системата на ДБУ.
  - f) размер на предоставяният резерв за първично регулиране в MW. Типа на данните е измерване, изпращано от системата на ДБУ.
  - g) измерена честота от управляващата система на ДБУ, в Hz (с точност до третия знак след десетичната запетая). Типа на данните е измерване, изпращано от системата на ДБУ.
  - h) моментен разполагаем капацитет за зареждане и за разреждане на система за съхранение на енергия – сумарен и/или по модули, MWh. Типа на данните е измерване, изпращано от системата на ДБУ.
  - i) дистанционно управление за автоматично вторично регулиране – включено/изключено. Типа на данните е еднобитова сигнализация, изпращана от системата на ДБУ.
  - j) задание за промяна на активната мощност, MW. Типа на данните трябва да е команда (setpoint), изпращана от SCADA/EMS на НПО.
  - k) контролна зададено-върната стойност (получено от системата на ДБУ задание по т.8.j)), MW. Типа на данните трябва да е измерване, изпращано от системата на ДБУ (потвърждение на стойността, получена с команда).
  - l) мощност за собствени нужди - прилага се в случаите когато модулите/единиците на ДБУ се управляват по брутна мощност или са системи за съхранение на енергия. Типа на данните трябва да е измерване, изпращано от системата на ДБУ.
  - m) моментна максимална и моментна минимална мощност на ДБУ. Типа на данните е измерване, изпращано от системата на ДБУ.
  - n) скорост на рампиране при изпълнение на заданието – MW/мин, ако това е договорено между ДБУ и НПО. Типа на данните е измерване, изпращано от системата на ДБУ.
9. ДБУ е длъжен да осигури резервирано захранване с минимум 2 часа автономна работа за телекомуникационната и телемеханичната апаратура в обекта си.

Съкращения и забележки:

1. НПО - национален преносен оператор
2. ДБУ - доставчик на балансиращи услуги.
3. OPGW - optical ground wire.
4. OPUG - underground Fiber Optic Cables.
5. ODF – optical distribution frame.

6. IEC 60870-5-104 - устройства и системи за дистанционно управление. Част 5-104: Протоколи за предаване. Мрежов достъп за IEC 60870-5-101, използващ стандартен профил за предаване.
7. IEC 61850-3 - Съобщителни мрежи и системи за автоматизация на електроенергийни системи. Общи изисквания
8. SCADA/EMS - Supervisory Control and Data Acquisition/Energy Management System.
9. Мерните единици са съгласно международната система единици SI.

### 3. Допълнителни изисквания по отношение на участниците в строителния процес и отделните компоненти на съоръжението за съхранение

#### 3.1 Здраве и безопасност

Общ стандарт: ISO 45001, издаден на името на: (а) изпълнителя на строителството (валиден за целия период от започване до завършване на строежа); (б) производителя на основните компоненти на съоръжението за съхранение (валиден за периода от датата на поръчка до датата на доставка на съответните компоненти); и (в) крайния получател, който следва да го получи и представи в срок до 30 май 2026 г. или до 31 декември 2027 г., като в последния случай валидността на банковата гаранция за добро изпълнение следва да бъде удължена, за да покрие този допълнителен период.

Специфични стандарти по отношение на производителите/доставчиците на оборудване:

Standard	Definition
<b>Any technology with an electrical connection</b>	
EN 61000-6-1:2007	Electromagnetic Compatibility with LV Public Networks Safety Standard
EN 61000-6-3:2007+A1:2011	Electromagnetic Compatibility with LV Public Networks Safety Standard
PCS UL 1741	Auxiliary Safety Standard
IEC62368-1	Functional Safety Standard
<b>Lithium Ion technology</b>	
IEC 62133:2012	Battery Cell Safety Standard
IEC 62619	Battery Cell Safety Standard
UN 38.3	Transportation of Lithium-ion Batteries Safety Standard
UN38.3	Transportation of Lithium-ion Batteries Safety Standard
UN3536	Cargo Ship Transportation of Lithium-ion Batteries Safety Standard
UL1973	Lithium-ion Battery Safety Testing Standard
UL1642	Lithium-ion Battery Certification

IEC62619	Lithium-ion Batteries Safety Tests Certification
IEC63056	Lithium-ion Energy Storage Systems Safety Standard
<b>BESS technology</b>	
UL 1973	ESS Safety Standard
UL 9540A	Standard for Testing ESS Runaway Fire Protection Testing
IEC 62909-1. IEC 62933	Electrical energy storage (EES) systems
UL9540	Energy Storage System Safety Standards
UL1995	Enclosures – Cooling HVAC
<b>Technology with a converter</b>	
IEC 62477-1	Power Electronic Converter System Safety Standard

Допълнителен стандарт за изпълнителя на строителството  
 - IEEE1547 – Grid/ DER Interconnection

Допълнителен стандарт за балансиране на съоръжението за съхранение

Doc No.	Title	Rev Year	Reference
IEC 62271	High-voltage switchgear and control gear – all parts	2023	IEC
IEC 60227	Polyvinyl chloride insulated cables of rated voltages up to and including 450/750 v	2007	IEC
IEC 60502	Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV (um = 36 kV) up to 150 kV (um = 170 kV) – test methods and requirements	2020	IEC
IEC 62067	Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV (um = 170 kV) up to 500 kV (um = 550 kV) – test methods and requirements	2022	IEC
IEC 61024-1	Protection of structures against lightning – part 1: general principles	1993	IEC
IEC 60335-2-40	Safety of household and similar electrical appliances – part 2-40: particular requirements for electrical heat pumps, air-conditioners, and dehumidifiers	2002	IEC
IEC 60870	Telecontrol equipment and systems	2023	IEC

IEC 61131-3	Programmable controllers – part 3: programming language	2013	IEC
IEC 61850	Communication protocols for intelligent electronic devices at electrical substations	2023	IEC
IEC 61508	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems	2010	IEC
IEC 62443	Security standards for the secure development of industrial automation and control systems (IACS)	2018	IEC
IEC 61511	Functional safety – safety instrumented systems for the process industry sector	2023	IEC
IEC 60076	Power transformers	2020	IEC
IEC 60331	Tests on electrical and optical fibre cables under fire conditions	2023	IEC
IEC 60364	Electrical installations for buildings	2005	IEC
IEC 60529	Degrees of protection offered by enclosures	2019	IEC
IEC 60598	Luminaries	2020	IEC
IEC 61439	LV switchgear and control gear assemblies	2022	IEC
IEC 62040	Uninterruptable power systems	2017	IEC
IEC 62305	Protection against lightning	2021	IEC
IEC 62485	Safety requirements for secondary batteries and battery installations	2020	IEC
IEC 60079	Explosives atmospheres	2022	IEC
IEC 60228	Conductors of insulated cables	2022	IEC
IEC 60287	Electrical cables – calculation of the current rating	2023	IEC

SCADA и Телекоммуникации

Doc No.	Title	Rev Year	Reference
IEC 60870	Telecontrol equipment and systems	2023	IEC

IEC 61131-3	Programmable Controllers - Part 3: Programming Languages	2013	IEC
IEC 61850	Communication protocols for intelligent electronic devices at electrical substations	2023	IEC
IEC 61508	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems	2010	IEC
IEC 62443	Security Standards for the secure development of Industrial Automation and Control Systems (IACS)	2018	IEC
IEC 61511	Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector	2023	IEC
IEC 62439-2	Media Redundancy Protocol (MRP)	2022	IEC
IEEE/ISO/IEC 8802-3	Telecommunications and Exchange between Information Technology Systems - Requirements for Local and Metropolitan	2021	IEEE
IEEE 1815	Standard for Electric Power Systems Communications-Distributed Network Protocol (DNP3)	2015	IEEE
IEEE 1588	Standard for a Precision Clock Synchronization – Precision Time Protocol (PTP)	2019	IEEE
IEC 60870	Telecontrol equipment and systems	2023	IEC
IEC 61131-3	Programmable Controllers - Part 3: Programming Languages	2013	IEC
IEC 61850	Communication protocols for intelligent electronic devices at electrical substations	2023	IEC

### 3.2 Информационна и киберсигурност

Общ стандарт: ISO 27001 за съоръжението за съхранение (валиден към датата на изплащане на средствата по договора за финансиране).

### 3.3 Качество

Общ стандарт: ISO 9001 издаден на името на: (а) изпълнителя на строителството (валиден за целия период от започване до завършване на строежа);  
(б) производителя на основните компоненти на съоръжението за съхранение

(валиден за периода от датата на поръчка до датата на доставка на съответните компоненти); и (в) крайния получател, който следва да го получи и представи в срок до 30 май 2026 г. или до 31 декември 2027 г., като в последния случай валидността на банковата гаранция за добро изпълнение следва да бъде удължена, за да покрие този допълнителен период.

### **3.4 Околна среда**

Общ стандарт: ISO 14001 издаден на името на: (а) изпълнителя на строителството (валиден за целия период от започване до завършване на строежа); (б) производителя на основните компоненти на съоръжението за съхранение (валиден за периода от датата на поръчка до датата на доставка на съответните компоненти); и (в) крайния получател, който следва да го получи и представи в срок до 30 май 2026 г. или до 31 декември 2027 г., като в последния случай валидността на банковата гаранция за добро изпълнение следва да бъде удължена, за да покрие този допълнителен период.

Обща бележка: *В случай че заявителят не прилага някое от горепосочените допълнителни изисквания по точка 3, той трябва да докаже, че е приложил алтернативен стандарт, който е приемлив съгласно българското законодателство и законодателството на ЕС.*