

## ПРОТОКОЛ

24-го заседания Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)

29 – 30 марта 2012 г.

г. Москва,  
Российская Федерация

Список участников приведен в **Приложении 1**.

Комиссия приняла следующую Повестку дня 24-го заседания КОТК:

1. О выполнении решений 23-го заседания КОТК.
2. Об определении необходимого значения крутизны статической частотной характеристики (СЧХ) энергообъединения стран СНГ и Балтии на 2012 г.
3. Об определении значений коэффициентов коррекции по частоте для каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы (для каждого района регулирования) для осуществления вторичного регулирования на 2012 г.
4. Об определении величины аварийного расчетного небаланса мощности в энергообъединении и соответствующей величины суммарного резерва первичного регулирования, величин необходимых резервов нормированного первичного регулирования, величин необходимых вторичных резервов для энергосистем стран СНГ и Балтии на 2012 г.
5. О разработке «Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС».
6. О ходе разработки проекта «Методики определения и согласования отклонений фактического сальдо перетоков электроэнергии от плановых значений, относимых на параллельную работу энергосистем».
7. Разное.
  - 7.1. О подготовке плана работы КОТК на 2012 – 2014 гг.
  - 7.2. О работе энергосистем общей синхронной зоны стран СНГ и Балтии в осенне – зимний период 2011 – 2012 гг.
8. О дате и месте проведения очередного 25-го заседания КОТК.

### **Пункт 1.**

Заслушав и обсудив информацию Секретариата о выполнении поручений 23-го заседания КОТК, Комиссия

### **Решила:**

1. Принять к сведению информацию о выполнении решений 23-го заседания КОТК.

## **Пункт 2.**

Заслушав информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» Демчука А.Т. по данному вопросу, Комиссия

### **Решила:**

1. Значение крутизны статической частотной характеристики энергообъединения стран СНГ и Балтии на 2012 год принять равным 21 480 МВт/Гц.

## **Пункт 3.**

Заслушав информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» Демчука А.Т. по данному вопросу, Комиссия

### **Решила:**

1. Утвердить значения коэффициентов коррекции по частоте для каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы для осуществления вторичного регулирования на 2012 год (Приложение 2).

## **Пункт 4.**

Заслушав информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» Демчука А.Т. по данному вопросу, Комиссия

### **Решила:**

1. Принять к сведению рассчитанные на 2012 год величины необходимых резервов нормированного первичного регулирования в энергосистемах стран СНГ и Балтии (Приложение 3).

2. Утвердить на 2012 год величины необходимых вторичных резервов для энергосистем стран СНГ и Балтии (Приложение 4).

## **Пункт 5.**

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» Демчука А.Т. по данному вопросу, Комиссия

### **Решила:**

1. С учетом состоявшегося обсуждения, изменить название разрабатываемого документа с «Технические требования к системе автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР) в энергообъединении ЕЭС/ОЭС» на «Технические требования к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС».

2. Внести соответствующие изменения в части названия в План работы КОТК на 2010 - 2012 гг.

3. Согласовать проект «Технические требования к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС» (Приложение 5).

4. Председателю КОТК Б.И. Аюеву представить проект «Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС» на утверждение на очередном 41-ом заседании Электроэнергетического Совета СНГ.

#### **Пункт 6.**

Заслушав и обсудив информацию Секретариата о результатах работы РГ КОТК «Планирование и управление» за период с предыдущего заседания КОТК, замечания и предложения членов КОТК по данному вопросу, Комиссия

#### **Решила:**

1. С учетом состоявшегося обсуждения, изменить название разрабатываемого документа с «Методика определения и согласования значений допустимых среднечасовых отклонений фактического сальдо перетоков от плановых значений» на «Методика определения и утверждения согласованных отклонений фактического сальдо перетоков электроэнергии от плановых значений, относимых на параллельную работу энергосистем» (далее – Методика).

2. Внести соответствующие изменения в части названия в План работы КОТК на 2010 - 2012 гг.

3. Поручить РГ КОТК «Планирование и управление» доработать представленный на 24-ом заседании КОТК проект Методики с учетом предложений и замечаний, высказанных членами КОТК, и представить его для согласования на следующем заседании КОТК.

4. Поручить членам КОТК обеспечить регулярное участие своих представителей в заседаниях РГ КОТК «Планирование и управление».

#### **Пункт 7.1.**

Заслушав информацию Руководителя Секретариата КОТК по данному вопросу, Комиссия

#### **Решила:**

1. Принять к сведению информацию Секретариата КОТК.

2. Секретариату КОТК сформировать проект Плана работы КОТК на 2012-2014 годы на основе решений КОТК и Электроэнергетического Совета СНГ, а также незавершенных работ из Плана работы КОТК на 2010-2012 годы и направить его на рассмотрение в срок до 30 июня 2012 г. членам КОТК.

3. Членам КОТК в срок до 20 июля 2012 г. направить в Секретариат КОТК замечания и предложения к проекту Плана работы КОТК на 2012 – 2014 годы.

#### **Пункт 7.2.**

Заслушав и обсудив информацию членов КОТК о работе энергосистем стран СНГ и Балтии в осенне-зимний период 2011-2012 годов, Комиссия

**Решила:**

1. Принять к сведению информацию о работе энергосистем стран СНГ и Балтии в осенне-зимний период 2011-2012 годов.

**Пункт 8.**

Рассмотрев и обсудив предложения о дате и месте проведения очередного 25-го заседания КОТК, Комиссия

**Решила:**

1. Провести очередное 25-е заседание КОТК 20 – 21 сентября 2012 года в г. Санкт - Петербург Российской Федерации.

**Председатель КОТК**

 **Аюев Б.И.**

**Члены КОТК:**

 **Ахмедов Р.М.**

 **Балян Г.А.**

 **Ковалев Д.В.**

 **Шинасилов Е.Т.**

 **Заставнецкий В.А.**

 **Бондаренко А.Ф.**

 **Кузько И.А.**

 **Воронин В.Т.**

 **Ущাপовский К.В.**

 **Шамсиев Х.А.**

Список участников

24-го заседания Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)  
(29-30 марта 2012 г., г. Москва, Российская Федерация)

№ п/п	Ф.И.О.	Должность, страна
1	2	3
<b>Азербайджанская Республика</b>		
1.	<b>Ахмедов</b> Рауф Мамедтаги оглы	ОАО «Азерэнерджи», Центральное Диспетчерское управление, начальник диспетчерской службы,
<b>Республика Армения</b>		
2.	<b>Балян</b> Гарник Арменакович	Главный инженер ЗАО «Оператор электроэнергетической системы»,
<b>Республика Беларусь</b>		
3.	<b>Ковалев</b> Денис Васильевич	И.о. Генерального директора РУП «ОДУ»,
4.	<b>Бортницкий</b> Константин Игоревич	Начальник сектора электрических режимов службы режимов РУП «ОДУ»,
<b>Республика Казахстан</b>		
5.	<b>Шинасилов</b> Ералы Турысбекович	Главный диспетчер филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО»,
<b>Республика Молдова</b>		
6.	<b>Заставнецкий</b> Вячеслав Афанасьевич	Заместитель Генерального директора, начальник ЦДУ – главный диспетчер ГП «Moldelectrica»,
<b>Российская Федерация</b>		
7.	<b>Аюев</b> Борис Ильич	Председатель Правления ОАО «СО ЕЭС», Председатель КОТК,
8.	<b>Бондаренко</b> Александр Федорович	Советник первого заместителя Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС»,
9.	<b>Афанасьев</b> Дмитрий Александрович	Заместитель директора по управлению развитием ЕЭС, начальник Департамента технологий параллельной работы ОАО «СО ЕЭС», руководитель Секретариата КОТК,
10.	<b>Демчук</b> Анатолий Тимофеевич	Начальник Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики ОАО «СО ЕЭС»,

11.	<b>Боров</b> Алексей Леонидович	Начальник Отдела организации взаимодействия с зарубежными системными операторами Департамента технологий параллельной работы ОАО «СО ЕЭС»,
12.	<b>Кузько</b> Игорь Анатольевич	Руководитель Дирекции по работе с системными и сетевыми операторами Департамента оперативно-технического сопровождения торговой деятельности Блока трейдинга ОАО «ИНТЕР РАО ЕЭС»,
13.	<b>Воронин</b> Владимир Трофимович	Начальник службы электрических режимов ОАО «ФСК ЕЭС»,
14.	<b>Зинкина</b> Елизавета Владимировна	Специалист 1 категории Департамента технологий параллельной работы ОАО «СО ЕЭС»,
15.	<b>Гришакова</b> Ирина Владимировна	Ведущий специалист Отдела Протокола ОАО «СО ЕЭС»,
<b>Украина</b>		
16.	<b>Ущатовский</b> Константин Валерьевич	Заместитель директора - главный диспетчер НЭК «Укрэнерго»,
17.	<b>Олефир</b> Дмитрий Александрович	Заместитель начальника Оперативно-диспетчерского управления НЭК «Укрэнерго»
<b>ОЭС Центральной Азии</b>		
18.	<b>Шамсиев</b> Хамидилла Аманович	Директор Координационно-диспетчерского центра «Энергия» (КДЦ «Энергия»),
<b>Исполком Электроэнергетического Совета СНГ</b>		
19.	<b>Махин</b> Адольф Сергеевич	Главный специалист Департамента развития рынка.

**Значения коэффициентов коррекции по частоте для энергосистем стран-участниц параллельной работы для осуществления вторичного регулирования на 2012 год**

№ п.п.	Страна	Годовая выработка электроэнергии, 10 <sup>3</sup> МВт*час	Коэффициент распределения, о.е.	Коэффициент коррекции по частоте, МВт/Гц
1.	Российская Федерация*	987540,000	0,690664	<b>14835</b>
2.	Азербайджанская Республика	19284,600	0,013487	<b>290</b>
3.	Республика Беларусь	32035,038	0,022405	<b>481</b>
4.	Грузия	10100,000	0,007064	<b>152</b>
5.	Республика Казахстан	86203,000	0,060289	<b>1295</b>
6.	Киргизская Республика	14957,210	0,010461	<b>225</b>
7.	Республика Узбекистан	57704,600	0,040357	<b>867</b>
8.	Украина	194104,000	0,135752	<b>2916</b>
9.	Республика Молдова	5545,000	0,003878	<b>83</b>
10.	Эстония	11400,000	0,007973	<b>171</b>
11.	Латвия	7261,855	0,005079	<b>109</b>
12.	Литва	3705,233	0,002591	<b>56</b>
	Суммарное (общее) значение	1429840,536	1	<b>21480</b>

\* Российской Федерации, осуществляющей общее вторичное регулирование в энергообъединении стран СНГ и Балтии, устанавливается общий коэффициент коррекции по частоте энергообъединения стран СНГ и Балтии - **21480 МВт/Гц**

**Величины необходимых резервов нормированного первичного регулирования в энергосистемах стран СНГ и Балтии на 2012 год**

№ п.п.	Страна	Годовая выработка электроэнергии, 10 <sup>3</sup> МВт*час	Коэффициент участия в НПРЧ, %	Необходимый резерв НПРЧ, МВт
1.	Российская Федерация	987540,000	69,0664	<b>±829</b>
2.	Азербайджанская Республика	19284,600	1,3487	<b>±16</b>
3.	Республика Беларусь	32035,038	2,2405	<b>±27</b>
4.	Грузия	10100,000	0,7064	<b>±8</b>
5.	Республика Казахстан	86203,000	6,0289	<b>±72</b>
6.	Киргизская Республика	14957,210	1,0461	<b>±13</b>
7.	Республика Узбекистан	57704,600	4,0357	<b>±48</b>
8.	Украина	194104,000	13,5752	<b>±163</b>
9.	Республика Молдова	5545,000	0,3878	<b>±5</b>
10.	Эстония	11400,000	0,7973	<b>±10</b>
11.	Латвия	7261,855	0,5079	<b>±6</b>
12.	Литва	3705,233	0,2591	<b>±3</b>
	Всего	1429840,536	100	<b>± 1 200</b>



**Величины необходимых вторичных резервов для энергосистем стран СНГ  
и Балтии на 2012 год**

№ п.п.	Страна	Максимум нагрузки, МВт	R, МВт	Величина установленной мощности самого крупного энергоблока, МВт	Величина мощности наиболее крупного узла электропотребления, потеря которого возможна при расчетном нормативном возмущении, МВт	Резерв на загрузку, МВт	Резерв на разгрузку, МВт
1.	Российская Федерация	143569	1058	1200	1000	<b>1200</b>	<b>1058</b>
2.	Азербайджанская Республика	3415	88	400	300	<b>400</b>	<b>300</b>
3.	Республика Беларусь	6072	138	320	200	<b>320</b>	<b>200</b>
4.	Грузия	1620	47	300	220	<b>300</b>	<b>220</b>
5.	Республика Казахстан	13387	245	500	900	<b>500</b>	<b>900</b>
6.	Киргизская Республика	2936	78	300	120	<b>300</b>	<b>120</b>
7.	Республика Узбекистан	8052	171	800	750	<b>800</b>	<b>750</b>
8.	Украина	29767	416	1000	422	<b>1000</b>	<b>422</b>
9.	Республика Молдова	1082	33	240	100	<b>240</b>	<b>100</b>
10.	Эстония	1517	44	215	370	<b>215</b>	<b>370</b>
11.	Латвия	1225	36	400	96	<b>400</b>	<b>96</b>
12.	Литва	1737	50	300	80	<b>300</b>	<b>80</b>

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № \_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ 201\_ г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К АВТОМАТИКЕ ЛИКВИДАЦИИ  
АСИНХРОННЫХ РЕЖИМОВ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ ЕЭС/ОЭС

СОГЛАСОВАНЫ

решением КОТК

Протокол № \_\_\_\_ от \_\_\_\_\_ 201\_ г.

201\_

## 1. Общие положения

Настоящий документ определяет назначение, функции, условия применения автоматики ликвидации асинхронных режимов (далее – АЛАР) и общие технические требования к устройствам АЛАР в энергообъединении ОЭС/ЕЭС.

Требования настоящего документа распространяются на все вновь вводимые и модернизируемые устройства АЛАР.

Технические требования к условиям эксплуатации и технического обслуживания устройств АЛАР документом не регламентируются.

## 2. Термины и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

**Асинхронный режим:** аварийный режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением части генераторов энергосистемы.

**Команда ПА:** команда, формируемая устройством или комплексом противоаварийной автоматики, на реализацию управляющего воздействия.

**Локальная ПА:** устройство противоаварийной автоматики или комплекс противоаварийной автоматики, формирующий и реализующий противоаварийное управление на основе местной схемно-режимной информации.

**Противоаварийная автоматика:** совокупность устройств, обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

**Ресинхронизация:** процесс восстановления синхронной работы электрической станции или части энергосистемы после нарушения синхронизма, не связанный с делением энергосистемы.

**Связь (в электрической сети):** последовательность элементов электрической сети (линии электропередачи, трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты), соединяющих две части энергосистемы.

**Сечение (в электрической сети):** совокупность элементов электрической сети, отключение которых приводит к разделению энергосистемы на две изолированные части.

**Сечение асинхронного режима (в электрической сети):** сечение, на элементах которого при асинхронном режиме располагается электрический центр качаний.

**Управляющее воздействие:** задание на изменение режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, реализуемое по команде противоаварийной автоматики.

**Уставка:** значение параметра настройки устройства противоаварийной автоматики, определяющее условия его функционирования.

**Устройство ПА:** техническое устройство (аппарат, терминал), выполняющее одну или несколько следующих функций: выявление или фиксация аварийного возмущения, обработка параметров электроэнергетического режима энергосистемы, выбор управляющих воздействий, передача аварийных сигналов и команд управления, реализация управляющих воздействий, и обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое.

**Цикл асинхронного режима:** изменение (проворот) относительного угла между электродвижущими силами несинхронно работающих генераторов на 360 электрических градусов.

**Электрический центр качаний:** точка электрической сети, напряжение в которой при асинхронном режиме снижается до нуля.

АЛАР	– автоматика ликвидации асинхронного режима
АПВ	– автоматическое повторное включение
АЭС	– атомная электростанция
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическими процессами объектов электроэнергетики
ГАЭС	– гидроаккумулирующая электростанция
ГЭС	– гидроэлектростанция
ДС	– деление энергосистемы
КЗ	– короткое замыкание
КРТ	– кратковременная разгрузка турбин энергоблоков
ЛЭП	– линия электропередачи

ОГ	– отключение генераторов
ОН	– отключение нагрузки
ПА	– противоаварийная автоматика
ТЭС	– теплоэлектростанция
УВ	– управляющее воздействие
ЭТ	– электрическое торможение

### **3. Организация автоматической ликвидации асинхронного режима**

3.1. Автоматика ликвидации асинхронного режима предназначена для выявления и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

3.2. Устройства АЛАР являются локальными устройствами ПА.

3.3. Устройства АЛАР должны обеспечивать выявление и ликвидацию асинхронного режима в полнофазном режиме работы электрической сети, асинхронного режима в неполнофазных режимах работы электрической сети, а также ликвидацию асинхронного режима возбуждённого генератора относительно электростанции.

3.4. Ликвидация асинхронных режимов генератора относительно электростанции осуществляется путем его отключения.

3.5. Ликвидация асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем осуществляется путем ДС.

При наличии технических обоснований (определяется проектными решениями) допускается выполнение устройств АЛАР с действием первой ступени на ОГ, КРТ, ЭТ или ОН с целью ресинхронизации. При этом действие последней ступени указанных устройств АЛАР должно выполняться на ДС.

3.6. ДС производится отключением ЛЭП и электросетевого оборудования с запретом АПВ всех отключаемых выключателей.

3.7. Сечения ДС выбираются с учетом следующих требований:

- минимизации числа отключаемых выключателей;
- минимизации небалансов мощности в разделяемых частях энергосистемы;
- обеспечения допустимых режимов работы ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики после ДС.

3.8. На каждой межгосударственной ЛЭП 400 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны ЛЭП. На каждой связи 110 кВ и выше, входящей в сечение асинхронного режима, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны этой связи.

3.9. Действие устройства АЛАР на ДС должно реализовываться на объекте электроэнергетики, на котором оно установлено. При наличии технических обоснований (определяется проектными решениями) для

обеспечения сбалансированного выделения допускается выполнять действие устройства АЛАР на ДС на смежном объекте электроэнергетики.

3.10. Алгоритм и настройка устройств АЛАР должны предусматривать:

- исключение (блокировку) срабатывания устройств АЛАР при синхронных качаниях и при всех видах КЗ;
- выявление электрического центра качаний;
- учет количества циклов асинхронного режима;
- учет знака скольжения при выборе места ДС;
- отстройку от нагрузочных режимов.

3.11. Настройка устройств АЛАР, защищающих межгосударственные связи 330 кВ и выше, должна обеспечивать ликвидацию асинхронного режима на указанных межгосударственных связях на первом цикле.

3.12. Настройка устройств АЛАР, установленных на связях 500 кВ и выше и действующих на ДС, должна обеспечивать ликвидацию асинхронного режима в сети 500 кВ на первом цикле.

3.13. В случае, если в сечение асинхронного режима входят как ЛЭП 330 кВ и выше, так и ЛЭП 110-220 кВ, настройка устройств АЛАР, установленных на указанных ЛЭП, должна обеспечивать реализацию действия на ДС в следующей последовательности:

- отключение связей 330 кВ и выше (на первом цикле асинхронного режима);
- отключение связей 110-220 кВ (не позднее четырёх циклов асинхронного режима).

3.14. Настройка устройств АЛАР, защищающих связи с промежуточными подстанциями, должна исключать одновременное срабатывание указанных устройств АЛАР для предотвращения погашения питания потребителей промежуточных подстанций.

3.15. ДС действием устройств АЛАР должно выполняться отключением ЛЭП со всех сторон с запретом АПВ. При наличии технических обоснований (определяется проектными решениями) допускается выполнение ДС путём одностороннего отключения ЛЭП с запретом АПВ.

3.16. Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах атомных электростанций и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше ТЭС, ГЭС и ГАЭС. Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности должна определяться проектными решениями.

3.17. В зону, защищаемую устройством АЛАР генератора, должны входить генератор и, при необходимости, блочный трансформатор, и не должны входить отходящие от электростанции ЛЭП.

#### **4. Общие технические требования к устройствам АЛАР**

4.1. Не допускается аппаратное совмещение устройств АЛАР с техническими средствами АСУ ТП объекта электроэнергетики.

4.2. Устройства АЛАР должны предусматривать возможность прямого (без промежуточных устройств) информационного обмена с АСУ ТП объекта электроэнергетики. Передача информации в АСУ ТП осуществляется по стандартным международным протоколам обмена информации.

4.3. Устройство АЛАР должно автоматически блокироваться при неисправности измерительных цепей тока и (или) напряжения.

4.4. Устройство АЛАР не должно ложно срабатывать при снятии и подаче питания на устройство, а также при возникновении неисправности в цепях оперативного тока.

4.5. После перерывов питания любой длительности устройство АЛАР должно восстанавливать работоспособность с заданными уставками и алгоритмом функционирования за время не более 10 секунд с момента подачи питания.

4.6. При срабатывании или блокировке устройства АЛАР должна обеспечиваться местная и центральная сигнализация.

4.7. Устройства АЛАР должны удовлетворять требованиям по электромагнитной совместимости, информационной безопасности и электробезопасности, установленным законодательством страны, на территории которой планируется их установка.

4.8. Устройство АЛАР должно иметь встроенную функцию регистрации в энергонезависимой памяти аналоговых сигналов и дискретных событий в объеме, необходимом для анализа функционирования устройства. В устройстве АЛАР должна быть предусмотрена возможность передачи информации о его функционировании во внешние независимые системы регистрации аварийных событий и процессов по стандартным международным протоколам.

4.9. Для выполнения функции внутренней регистрации устройства АЛАР должны быть синхронизированы с помощью систем единого времени с точностью не более 1 мс.

4.10. В устройстве АЛАР должна предусматриваться автоматическая самодиагностика исправности программно-аппаратных средств.

4.11. Устройства АЛАР должны выявлять и ликвидировать асинхронные режимы со скольжением от 0,1 до 5 Гц.

4.12. Устройства АЛАР должны подключаться к обмоткам трансформаторов тока и напряжения, предназначенных для подключения устройств релейной защиты и автоматики. Цепи переменного тока устройств АЛАР и АПНУ не должны совмещаться.

4.13. Не допускается использование телеметрической информации в качестве входной информации для устройств АЛАР.

4.14. Не допускается взаимная блокировка устройств АЛАР.

4.15. Для обеспечения возможности автоматического выбора сечения ДС в зависимости от знака скольжения между несинхронно вращающимися частями энергосистемы рекомендуется выполнять устройства АЛАР с двумя выходными технологическими сигналами (контактами реле), один из которых формируется в том случае, когда знак скольжения между несинхронно вращающимися частями положителен, а второй – когда знак скольжения отрицателен.

4.16. Техническая и эксплуатационная документация на устройства АЛАР должна включать:

- функциональные схемы и общее описание устройств АЛАР;
- ведомость технических и эксплуатационных документов;
- спецификацию оборудования;
- руководство по монтажу и наладке аппаратуры, установке и настройке программного обеспечения;
- технические условия и паспорта устройств;
- описание алгоритма выявления асинхронного режима;
- методику расчета настройки устройств АЛАР с примерами расчётов;
- программы и методики испытаний при вводе в эксплуатацию, а также периодических проверок в процессе эксплуатации;
- протоколы наладки поставляемых программно-технических средств;
- инструкцию по эксплуатации.