

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального
директора по развитию и
технологическому присоединению
ПАО «МРСК Юга»

_____ Д.О. Журавлев
« _____ » _____ 2019 г.

СОГЛАСОВАНО

Первый заместитель директора –
главный диспетчер Филиала
АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ

_____ А.Н. Зорин
« _____ » _____ 2019 г.



УТВЕРЖДАЮ

Первый заместитель директора –
главный инженер филиала
ПАО «МРСК Юга» –
«Астраханьэнерго»

_____ А.Н. Кудakov
« _____ » _____ 2019 г.

СОГЛАСОВАНО

Первый заместитель
генерального директора –
главный инженер филиала
ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Юга

_____ Г.Н. Ковтун
« _____ » _____ 2019 г.



ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

«Разработка Комплексной программы развития электрических сетей
филиала ПАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» на пятилетний период
2021-2025 гг.»

1. Основание для разработки

1.1. Необходимость обеспечения ПАО «МРСК Юга» актуальной информацией по планированию развития электрических сетей.

1.2. Необходимость обеспечения синхронизации развития магистральных и распределительных электрических сетей для формирования инвестиционной программы ПАО «МРСК Юга» (далее – Общество).

1.3. Необходимость информационного обеспечения деятельности органов региональной исполнительной власти при формировании государственной региональной политики в сфере электроэнергетики, а также организаций технологической и коммерческой инфраструктуры отраслей экономики региона, субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и инвесторов;

1.4. Необходимость обеспечения координации планов развития топливно-энергетического комплекса, транспортной инфраструктуры, Схем (программ) территориального планирования и Схем и программ перспективного развития электроэнергетики Астраханской области.

2. Актуальность и конкретные задачи

Основной целью оказания услуг является:

- разработка предложений по развитию электросетевой инфраструктуры для обеспечения устойчивого социально-экономического

роста Астраханской области, повышения доступности энергетической инфраструктуры Общества;

- синхронизация развития магистральных и распределительных электрических сетей.

Основными задачами оказания услуг являются:

- анализ решений по развитию электросетевого сетевого комплекса, предложенных в рамках утвержденной Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период и Схемы и программы развития электроэнергетики Астраханской области на пятилетний период;

- разработка предложений по скоординированному развитию магистральных и распределительных электросетевых объектов энергосистемы Астраханской области на пятилетний период по годам;

- анализ балансов мощности и электрической энергии в Астраханской энергосистеме, предложенных в рамках утвержденных Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период и Схемы и программы перспективного развития электроэнергетики Астраханской области на пятилетний период, для обеспечения баланса между производством и потреблением в энергосистеме Астраханской области, в том числе для предотвращения возникновения локальных дефицитов производства электрической энергии и мощности и ограничения пропускной способности электрических сетей;

- разработка технических мероприятий по оптимизации степени загрузки недозагруженных объектов электросетевого хозяйства;

- разработка технических мероприятий по обеспечению доступности электросетевой инфраструктуры для технологического присоединения потребителей;

- разработка предложений по развитию электрических сетей 35 кВ и выше Общества, функционирующих в энергосистеме Астраханской области, в пятилетний период для обеспечения надежного электроснабжения потребителей;

- разработка технико-экономических обоснований строительства (реконструкции) распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ и выше на территории Астраханской области.

3. Стадийность проектирования

Внестадийная работа.

4. Указания к выполнению работы

4.1. Работа должна выполняться с учетом следующих нормативно-технических документов (далее - НТД):

- Правила устройства электроустановок;
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937 «Об утверждении Правил технологического функционирования



электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;

- Требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго России от 03.08.2018 № 630;

- Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, утвержденные приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 281;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

- Методические рекомендации Минэнерго России к содержанию Программ развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации (письмо Минэнерго России от 17.03.2010 № АШ-2074/09);

- Методические указания по определению резервов мощности на центрах питания ДЗО ПАО «Россети», утвержденные Правлением ПАО «Россети» (протокол заседания Правления ПАО «Россети» от 09.06.2018 № 727пр/5);

- Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе» (утверждено Советом директоров ПАО «Россети», протокол от 22.02.2017 № 252)».

Данный список НТД не является полным и окончательным. При выполнении работы необходимо руководствоваться последними редакциями документов, действующих на момент разработки.

4.2. При определении сроков реализации электросетевого строительства необходимо руководствоваться соответствующими нормативно-техническими документами ПАО «Россети», регламентирующими сроки работ по проектированию, строительству и реконструкции подстанций и линий электропередачи.

4.3. При выполнении работы учитывать следующие документы:

- Схемы и программы перспективного развития, выполненные в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики»;

- Федеральные целевые программы;

- утвержденные инвестиционные программы субъектов электроэнергетики;

- отчетные материалы АО «СО ЕЭС»;

- отчетные материалы ПАО «МРСК Юга»;

- отчетные материалы территориальных сетевых организаций;

- другие материалы по требованию Заказчика и сторон, согласующих задание на выполнение работы.

4.4. За отчетный год принять 2018 год, за расчетные – 2020-2025 годы.

5. Содержание и требования к составу и результатам работы

5.1. Содержание общей части:

5.1.1. Анализ существующего баланса электрической энергии и мощности в энергосистеме Астраханской области за последние 5 лет с разбивкой по годам.

5.1.2. Характеристика функционирования энергосистемы Астраханской области и анализ режимов работы электрических сетей Общества напряжением 35 кВ и выше на основе отчетных режимов зимних и летних нагрузок (за дни контрольных замеров) за отчетный пятилетний период с указанием перечня существующих «узких» мест.

Схемы потокораспределения в дни зимнего и летнего контрольных замеров приводятся в графическом виде для последнего отчетного года.

5.1.3. Перечень всех центров питания 35 кВ и выше, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго», с указанием данных по каждому трансформатору и центру питания в целом:

- установленной мощности, класса напряжения и года ввода в эксплуатацию каждого трансформатора;

- существующей загрузки в день зимнего и летнего контрольного замера (с указанием даты замера) последнего отчетного года, а также максимальной за последние 3 года с разбивкой по каждому трансформатору (МВА);

- объема заявленной мощности, планируемой к присоединению для каждого питающего центра с разбивкой по годам в соответствии с действующими договорами на технологическое присоединение.

5.1.4. Дополнительно по каждому центру питания в соответствии с формой «Информация о загрузке и дефиците мощности центров питания напряжением 35 кВ и выше» единого перечня сетевой отчетности, утвержденного распоряжением ПАО «Россети» от 11.05.2016 №192, приводятся данные с указанием:

- длительно допустимой нагрузки центра питания (МВА) в режиме N-1 с учетом применения коэффициента длительно допустимой загрузки (авто) трансформаторов;

- Сраспр, МВА - объема перераспределяемой в режиме N-1 на другие центры питания мощности при наличии резервирования по сети среднего и низкого напряжения в нормальной схеме электрических соединений, без выполнения специальных переключений. Данная величина объема мощности определяется на основании электрических расчетов, в случае их отсутствия, этот показатель при определении резерва не учитывается и принимается равным нулю;

- Сразгр, МВА - объема перераспределяемой в режиме N-1 на другие центры питания мощности при наличии резервирования по сети среднего и

низкого напряжения в послеаварийном режиме, с выполнением специальных переключений. При учете $S_{\text{разгр}}$ коэффициент длительно допустимой загрузки (авто) трансформаторов принимается равным 1,05;

- величины текущего резерва/дефицита мощности центра питания (МВА) по данным контрольного замера, при этом в качестве текущей загрузки используются максимальная за 3 года загрузка центра питания в день зимнего или летнего контрольного замера. Определение резерва/дефицита мощности центра питания проводится в режиме N-1 с учетом длительно допустимой нагрузки каждого из силовых (авто)трансформаторов, перераспределения мощности на другие ПС при наличии резервирования по сети низкого напряжения без выполнения специальных переключений ($S_{\text{распр}}$) и возможности перевода нагрузки на другие центры питания путем проведения оперативных мероприятий (переключений) в аварийных режимах ($S_{\text{разгр}}$);

- данных о величине присоединяемой мощности в соответствии с актами об осуществлении технологического присоединения (АТП), выданных после прохождения контрольного замера (МВА) с разбивкой по годам и классам напряжения;

- величины текущего резерва/дефицита мощности центра питания (МВА) с учетом АТП и договоров ТП.

Объем мощности по АТП и договорам ТП указывается без учета, а также с учетом применения коэффициента совмещения максимума нагрузки потребителей, подключенных к одному центру питания или трансформаторному пункту (ТП) на одном классе напряжения ($K_{\text{совм}}$) и коэффициента несовпадения максимумов нагрузки подстанций ($K_{\text{несовп}}$).

В перечне цветом выделяются следующие центры питания:

- нагрузка которых в нормальном режиме не превышает 26%;
- нагрузка которых в режиме N-1 находится в диапазоне от 105% до 130%;
- нагрузка которых в режиме N-1 превышает 130%.

5.1.5. Перечень линий электропередачи 35 кВ и выше, находящихся в ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго», с указанием по каждой ЛЭП:

- диспетчерского наименования ЛЭП,
- класса напряжения, протяженности ЛЭП;
- марки и сечения провода по всем участкам ЛЭП;
- номинальной пропускной способности ЛЭП (по наименьшему сечению провода в линии);

- нагрузки ЛЭП в день зимнего и летнего контрольного замера (с указанием даты замера) последнего отчетного года и максимальной за последние 3 года.

5.1.6. Анализ фактических потерь (по годам за последних 3 года) в электрических сетях 110 кВ и ниже с разбивкой по РЭС и классам напряжения.

5.1.7. Анализ фактического за последние 3 года и разработка прогноза приема электрической энергии и мощности в сеть и отпуска электрической энергии и мощности из электрических сетей (в границах балансовой принадлежности Общества) на пятилетний период по годам с разбивкой по РЭС, уровням напряжения (110 кВ и выше, 35 кВ, 0,4-20 кВ, в том числе 1-20 кВ и 0,4 кВ) и категориям потребителей (до 15 кВт, от 15 до 150 кВт, от 150 до 670 кВт, свыше 670 кВт).

5.1.8. Прогноз уровней потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Астраханской области на пятилетний период 2021-2025 гг. по каждому году прогнозируемого периода.

Прогноз потребления электрической энергии и мощности берется из базового варианта разработанной и утвержденной в 2019 году Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы. В случае, если на момент разработки КПП в 2019 году СиПР ЕЭС России не утверждена, должен быть использован проект СиПР ЕЭС России, разработанный в 2019 году.

В работе может быть представлен дополнительный прогноз потребления электрической энергии и мощности по данным органа исполнительной власти субъекта РФ.

5.1.9. Анализ прогнозного баланса мощности и электрической энергии из разработанной и утвержденной в 2019 году Схемы и программы развития ЕЭС России на 2019-2025 годы (для каждого года пятилетнего периода). При наличии дополнительного варианта потребления электрической энергии и мощности для него так же должен быть выполнен баланс мощности и электрической энергии.

5.2. Для электрических сетей 35-110 кВ:

5.2.1. Перечень крупных существующих потребителей с указанием максимальной нагрузки, заявленной мощности и динамики их потребления на рассматриваемый период, а также перечень основных перспективных потребителей в привязке к центрам питания с указанием максимальной мощности по договорам и заявкам на технологическое присоединение.

5.2.2. Выполнение расчетов электроэнергетических режимов для нормальных и основных ремонтных схем электрической сети напряжением 35 кВ и выше, а также нормативных возмущений в указанных схемах, в соответствии с требованиями Методических указаний по устойчивости энергосистем на пятилетний период по каждому году потребления электрической энергии и мощности.

Расчеты электроэнергетических режимов выполняются для зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня, режима паводка.

Расчеты электроэнергетических режимов выполняются на год разработки программы и на пятилетнюю перспективу на верифицированных

и согласованных с Филиалом АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ расчетных моделях энергосистемы с использованием современных программных комплексов.

Результаты расчетов электроэнергетических режимов приводятся в табличной и графической формах (потокораспределение и уровни напряжения).

На основании результатов расчетов электроэнергетических режимов уточняются «узкие места» и разрабатываются предложения по развитию (новому строительству и (или) реконструкции с увеличением пропускной способности электрической сети и (или) мощности отдельных силовых трансформаторов (автотрансформаторов)) электрических сетей напряжением 35 кВ и выше, рекомендаций по изменению режима работы сети и замене оборудования, ограничивающего пропускную способность электрической сети в аварийных режимах с учетом изменений схемы подключения центров питания, для представленных в соответствии с пунктом 5.1.8 прогнозов потребления электрической энергии и мощности в энергосистеме Астраханской области.

5.2.3. Краткие технические обоснования для каждого электросетевого объекта напряжением 35 кВ и выше нового строительства, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения, входящих в Перечень мероприятий развития распределительных электрических сетей напряжением 35 кВ и выше.

5.2.4. В случае выявления в расчетах электрических режимов необходимости корректировки перечня электросетевых объектов ЕНЭС и их сроков реализации, включенных в Схему и программу развития ЕЭС России на семилетний период текущего периода, рекомендации по корректировке должны быть оформлены отдельным разделом с приложением обосновывающих материалов. При этом, такие рекомендации в итоговый перечень мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше для базового варианта не включаются.

5.2.5. Формирование перечней центров питания с загрузкой менее 26% в нормальном режиме (недозагруженных) и «перегруженных» (с загрузкой в режиме N-1 в диапазоне 105-130%, а также более 130%) с указанием информации по п. 5.1.4 (при этом перечни формируются в порядке убывания нагрузки).

5.2.6. Разработка по итогам работы по п.5.2.5 предложений по оптимизации степени загрузки центров питания, включающих в себя разработку технических мероприятий:

- по снижению уровня потерь электроэнергии и дооснащения приборами учета и контроля электроэнергии центра питания и отходящих фидеров до трансформаторных пунктов, расположенных в границах их балансовой принадлежности.

Указывается:

1. Необходимое количество приборов учета и контроля электроэнергии

для установки на вводах центров питания всех классов напряжения, ячеек отходящих фидеров по классам напряжения с указанием наименования ячеек, номеров трансформаторных пунктов в границах балансовой принадлежности фидеров и типов устанавливаемых приборов учета и контроля электроэнергии;

2. Необходимое количество устанавливаемых аппаратов автоматического секционирования и резервирования, длина фидеров 6-10 кВ с заменой проводов на СИП (км) и перечень мероприятий по изменению топологии распределительных сетей напряжением ниже 35 кВ, в том числе по переводу нагрузки между центрами питания или созданию между центрами питания электрических связей на напряжении 6-20 кВ;

3. Объем требуемых затрат (млн. рублей) на реализацию мероприятий, перечисленных в п.1 и п. 2, в разбивке по каждому мероприятию;

4. Ожидаемый уровень потерь электроэнергии (кВт*час) и объем высвобождаемой мощности (кВт) в границах балансовой принадлежности отходящих фидеров при реализации мероприятий, перечисленных в п.1 и п. 2, в разбивке по каждому мероприятию в сравнении с текущим уровнем потерь электроэнергии (%);

5. Ожидаемая загрузка центра питания в разбивке по каждому трансформатору с учетом объема заявленной мощности в соответствии с действующими договорами технологического присоединения (МВА).

- по перемещению трансформаторов между центрами питания;

Указывается:

1. Перечень «недозагруженных» центров питания с загрузкой менее 26% в режиме N-1 с указанием установленной мощности, класса напряжения и год ввода в эксплуатацию каждого трансформатора, загрузки центра питания

в день зимнего либо летнего контрольного замера (если максимум энергосистемы в летний период) последнего отчетного года с указанием даты замера с разбивкой по каждому трансформатору (МВА) с которых возможно осуществить перемещение трансформаторов с оценкой объема требуемых затрат (млн. рублей).

2. Ожидаемая загрузка центра питания в разбивке по каждому трансформатору с учетом объема заявленной мощности в соответствии с действующими договорами технологического присоединения (МВА).

- по реконструкции «перегруженных» центров питания с увеличением трансформаторной мощности.

Указывается:

1. Параметры каждого устанавливаемого трансформатора и объем требуемых затрат (млн. рублей) на реализацию мероприятий;

2. Ожидаемая загрузка центра питания на год ввода и на третий год после ввода в разбивке по каждому трансформатору с учетом объема заявленной мощности в соответствии с действующими договорами технологического присоединения (МВА).

5.2.7. Приводится сравнительный анализ объема требуемых затрат (млн. рублей) по мероприятиям, разработанным в соответствии с п.5.2.6.

5.2.8. Для каждого электросетевого объекта напряжением 35 кВ и выше нового строительства, реконструкции (с увеличением трансформаторной мощности или сечения провода ЛЭП), перевода объектов (ПС, ЛЭП) на более высокий класс напряжения, включенного в инвестиционную программу Общества, обоснования приводятся на общих основаниях с целью актуализации необходимых технических параметров и сроков ввода.

5.2.9. На основании кратких технических обоснований разрабатывается итоговый перечень мероприятий по развитию электрических сетей напряжением 35 кВ и выше, с указанием требуемых капитальных вложений в текущих ценах и ценах базового года (с НДС и разделением по собственникам).

5.2.10. Оценка токов короткого замыкания в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше Общества для базового варианта развития на год разработки программы и на пятилетнюю перспективу и соответствия отключающей способности коммутационного оборудования токам к.з. (при необходимости).

5.2.11. Анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 35 кВ и выше для базового варианта развития на год разработки программы и на пятилетнюю перспективу и определение объема необходимых средств компенсации реактивной мощности. Разработка рекомендаций по вводу источников реактивной мощности и средств компенсации реактивной мощности. В случае прогнозирования существенного изменения режимно-балансовой ситуации в связи с вводами генерирующих и электросетевых объектов расчеты должны быть дополнительно выполнены для каждого года пятилетнего периода.

5.2.12. Разработка карт-схем электрических сетей на территории Астраханской области для представленных в соответствии с пунктом 5.1.8 вариантов развития электрических сетей на год выполнения работы и пятилетнюю перспективу с отображением:

- существующих объектов напряжением 35 кВ и выше;
- перспективных объектов напряжением 35 кВ и выше по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения;
- балансовой принадлежности электросетевых объектов;
- границ РЭС;
- легенды карты-схемы с указанием основных рекомендованных мероприятий КИПР по новому строительству, реконструкции с увеличением трансформаторной мощности и перевода объектов на более высокий класс напряжения с указанием параметров объекта и годов ввода.

Карты-схемы должны быть выполнены в редактируемом векторном формате.

5.2.13. Разработка принципиальной схемы электрических соединений электрических сетей напряжением 35 кВ и выше для базового варианта развития электрических сетей на год выполнения работы и пятилетнюю перспективу и выше с указанием балансовой принадлежности электросетевых объектов.

6. Этапы работы

6.1. Разработка Комплексной программы развития электрических сетей филиала ПАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» на пятилетний период 2021-2025 гг.» в срок до 31.12.2019.

6.2. Актуализация Комплексной программы развития электрических сетей филиала ПАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» на пятилетний период 2022-2026 гг.» в срок до 31.12.2020.

6.3. Актуализация Комплексной программы развития электрических сетей филиала ПАО «МРСК Юга» - «Астраханьэнерго» на пятилетний период 2023-2027 гг.» в срок до 31.12.2021.

7. Результаты работы.

7.1. Научно-технический отчет «Комплексная программа развития электрических сетей Общества на пятилетний период 2021-2025 гг.», выполненный в текстовом редакторе Word for Windows с использованием для основного текста шрифта Times New Roman размером не более 13 единиц и одинарным междустрочным шагом. Приемку научно-технической документации осуществляет Заказчик. Отчет по работе (актуализации) передается Заказчику в бумажном виде и на электронном носителе в 3-х экз.

7.2. Карты-схемы в формате *.pdf с использованием масштаба распечатки на формате А3, шрифта Times New Roman, а также векторном формате, позволяющем использовать их при подготовке презентационных материалов в MS PowerPoint. Рекомендуемый формат AutoCAD, MS Visio.

7.3. Принципиальные электрические схемы в формате *.pdf и *.dwg.

7.4. Расчетные модели (включая графические схемы), использованные для проведения расчетов электрических режимов, в электронном виде в форматах ПВК «RastrWin» (*.rg2, *.grf).

7.5. Результаты работы согласовываются с Заказчиком, филиалом ПАО «ФСК ЕЭС» - МЭС (при необходимости) и Филиалом АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ. Информация, разрабатываемая в соответствии с пп. 5.1.4, 5.1.6-5.1.7, 5.2.5-5.2.7 данного технического задания, оформляется отдельным томом, который не направляется в Филиал АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ (согласование с Филиалом АО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ не требуется).

8. Особые условия

8.1. В случае если в течение разработки Комплексной программы развития электрических сетей до ее утверждения произошло не зависящее от Заказчика существенное изменение исходных данных, влекущее

необходимость корректировки выполненных и принятых Заказчиком работ (полностью либо отдельных разделов и глав), Исполнитель осуществляет корректировку программы с целью приведения ее в соответствие измененным исходным данным в объеме не более 15% от первоначального объема работ.

8.2. Комплексная программа развития электрических сетей разрабатывается не реже одного раза в три года и подлежит ежегодной актуализации, начиная с даты приемки КПР Заказчиком, с соответствующей пролонгацией рассматриваемого в КПР 5-ти летнего перспективного периода. В актуализацию входит проверочный расчет электрических режимов (с предварительным согласованием расчётных моделей с Филиалом АО «СО ЕЭС» Астраханским РДУ), токов короткого замыкания в электрических сетях 110 кВ, анализ баланса реактивной мощности в электрических сетях напряжением 35 кВ и выше, корректировка карт-схем и принципиальных схем электрических соединений электрических сетей напряжением 35 кВ и выше, при изменении исходных данных (прогнозов потребления электрической энергии и мощности, нагрузок, объемов электросетевого строительства, заявок на ТП и т.д.).

8.3. Разработанная комплексная программа развития является собственностью заказчика и передача ее третьим лицам без его согласования запрещена.

Начальник управления по развитию
и инновациям филиала ПАО «МРСК Юга»-
«Астраханьэнерго»

А.Н. Ткачук