**Перечень сведений к пояснительной записке**

**1. Общие сведения:**

1.1 наименование проекта ИПР

Проект инвестиционной программы в сфере оказания услуг по передаче электрической энергии АО «Самаранефтегаз» на 2019 – 2023 гг.;

1.2 зона деятельности сетевой организации (по муниципальным образованиям – городским округам и районам Самарской области):

* городской округ г Отрадный,
* Сергиевский муниципальный район пгт Суходол,
* Сергиевский муниципальный район с Сергиевск,
* городской округ Похвистневог Похвистнево,
* городской округ Жигулевскс Солнечная Поляна,
* городской округ Жигулевск с Зольное,
* Красноярский муниципальный районс Малая Царевщина,
* Красноярский муниципальный районп Жареный Бугор,
* Красноярский муниципальный район п Водный,
* Кинельский муниципальный районс.Чубовка.

1.3 сведения о потребителях, электроснабжение которых осуществляется сетевой организацией:

К сетям Общества подключены абоненты ООО РН-Энерго и абоненты Гарантирующего поставщика. Общее количество абонентов составляет- 278.

1.4 количество многоквартирных домов или частных домовладений с указанием количества населения;

Многоквартирный дом -1 п. Зольное, частные домовладения п. Малая Царевщина -150 домовладений.

1.5 количество социально-значимых объектов (д/сады, школы, больницы и т.п.);

Государственное бюджетное образовательное учреждение дополнительного образования детей детский оздоровительно-образовательный центр "Жигули".

1.6 количество и наименование объектов регионального или местного значения, в том числе социально-экономических инвестиционных проектов или реализуемых в сфере строительства жилья;

Отсутствует.

1.7 количество и наименование наиболее крупных промышленных потребителей.

* Акционерное общество "Отрадненский газоперерабатывающий завод",
* Акционерное общество "Оренбургнефть",
* Общество с ограниченной ответственностью "РН-Сервис",
* Общество с ограниченной ответственностью "РАМЕНСКИЙ КОНДИТЕРСКИЙ КОМБИНАТ-САМАРА",
* АО «Нефтегорский газоперерабатывающий завод.

**2. Общая характеристика электросетевого хозяйства, находящегося в эксплуатации сетевой организации:**

2.1 количество подстанций с указанием диапазона уровней напряжения:

* трансформаторные подстанции напряжением 110/35/6 кВ – 11 штук;
* трансформаторные подстанции напряжением 35/6 кВ – 110 штук;
* трансформаторные подстанции напряжением 6/0,4 кВ – 4467 штук;

2.2 протяженность кабельных и воздушных линий с указанием диапазона уровней напряжения

* воздушные линии напряжением 110 кВ-протяженность 185 км;
* воздушные линии напряжением 35 кВ-протяженность 1622 км;
* воздушные линии напряжением 10(6) кВ-протяженность 4178 км;
* кабельные линии напряжением 6 кВ-протяженность 1062,3 км.

2.3 объем трансформаторной мощности: 1140,9 МВА.

2.4 уровень морального и физического износа объектов электросетевого хозяйства

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Наименование показателя | Единица измерения | Факт | План |
| 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|   | Износ сетей | % | 73 | 70 | 68 | 65 | 63 | 61 | 60 |
|   | Износ оборудования | % | 81 | 80 | 77 | 74 | 72 | 70 | 69 |

**3. Цели и задачи реализации ИПР**

3.1 Плановые значения технического перевооружения, реконструкции и модернизации или строительства объектов электросетевого хозяйства, в том числе в части ввода в эксплуатацию, с разбивкой по годам периода реализации:

3.1.1 протяженность ЛЭП (км):

* 2019 год – 15,3 км.
* 2020 год – 56 км.
* 2021 год – 110 км.
* 2022 год – 7 км.
* 2023 год – 24 км

3.1.2 подстанций (единиц):

* 2019 год – 7 ед.
* 2020 год – 7 ед.
* 2021 год – 16 ед.
* 2022 год – 6 ед.
* 2023 год – 8 ед.

3.1.3 трансформаторная мощность (МВА)

* 2019 год – 20,6 МВА.
* 2020 год – 8 МВА.
* 2021 год – 66 МВА.
* 2022 год – 46,2 МВА.
* 2023 год – 7,5 МВА.

3.1.4 Установка БСК

* 2019 год – 0 Мвар.
* 2020 год – 4 Мвар.
* 2021 год – 1,3 Мвар.
* 2022 год – 4 Мвар.
* 2023 год – 0 Мвар.

3.2. Ожидаемый технико-экономический эффект от реализации ИПР:

3.2.1 снижение потерь электрической энергии в количественном (кВт/ч) и процентном (%) соотношении в сравнении планового периода и 2018 года;

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование вида деятельности/показателя энергетической эффективности объектов | Ед.изм. | 2017 год | 2018 год | 2019 год | 2020 год | 2021 год | 2022 год | 2023 год |
| план | факт | факт | факт | факт | факт | факт |
| Потери электрической энергии при ее передаче присоединенным потребителям и смежным сетевым организациям | тыс. кВт/год | - | - | 177 | 79 | 79 | 77 | 77 |
| % | 5,373 | 5,95 | 5,67 | 5,64 | 5,62 | 5,6 | 5,57 |

3.2.2 снижение аварийности в количественном (единиц) и процентном (%) соотношении в сравнении планового периода и 2018 года;

Учет и анализ аварий на энергетических объектах
производится в порядке, установленном Стандартом Компании «Порядок расследования происшествий» № П3-05 С-0033, Положением Компании «Порядок расследования происшествий» № П3-05 Р-0778, Постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 № 846 «Об утверждении правил расследования причин аварий в электроэнергетике».

Динамика аварийности на энергетическом оборудовании по первопричинам за период 2015-2018:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Первопричины аварий | 2016 | 2017 | 2018 |
| Внешние сети | 100 | 90 | 1 |
| Собственные сети, в том числе: | 275 | 248 | 22 |
| 2.1. Технология |  |  |  |
| 2.2. Сторонние | 19 | 18 | 2 |
| 2.3. Атмосферные, природные и другие | 171 | 144 | 12 |
| 2.4. Без внешнего воздействия | 85 | 86 | 8 |
| Всего | 375 | 338 | 23 |

3.2.3 плановый объем присоединяемой нагрузки к электрическим сетям (МВт):

За период с 2019 – 2023 гг плановый объем составляет 7,038 МВт.

3.2.4 планируемый объем полезного отпуска в количественном (кВт/ч) и денежном выражении (млн. рублей)

| Наименование показателя | Численное значение показателя по годам |
| --- | --- |
| Ед. изм. | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
| (факт) | (план) | (план) | (план) | (план) |
| *Объем переданной (потребленной) электроэнергии субабонентам всего т.ч* | тыс. кВт. ч | 320 383,59 | 322 951,75 | 333 654,46 | 334 691,11 | 335 791,11 |
| *Полезный отпуск конечным потребителям* | тыс. кВт.ч | 77 067,41 | 77 768,21 | 88 144,29 | 88 854,31 | 89554,31 |
| *Полезный отпуск потребителям ГП, ЭСО, ЭСК* | тыс. кВт.ч | 243 316,18 | 245 183,54 | 245 510,17 | 245 836,80 | 246 236,80 |
| *Объем переданной (потребленной) электроэнергии субабонентам всего в т.ч* | млн. руб. | 149, 83249 | 153,45305 | 175,631277 | 179,654026 | 183,739648 |
| *Полезный отпуск конечным потребителям* | млн. руб | 143 ,23665 | 146,707305 | 168,775160 | 172,685810 | 176,656622 |
| *Полезный отпуск потребителям ГП,*  | млн. руб | 6 ,59584 | 6,746000 | 6,856117 | 6,968216 | 7,083026 |

3.2.5 иной полезный эффект в количественном и/или денежном, а также процентном выражении:

Отсутствует.

**4. Объемы и источники финансирования с разбивкой по годам, в том числе:**

общий объем финансирования – 8 163,75 млн. руб. (без НДС), из них:

* 2019 год – 504,51 млн. руб.;

«амортизация, учтенная в тарифе» - 19,26 млн. руб.;

«прочие собственные средства» - 485,25 млн. руб.

* 2020 год – 2 528,43 млн. руб.;

«амортизация, учтенная в тарифе» - 19,26 млн. руб.;

«прибыль, учтенная в тарифе» - 6,72 млн. руб.;

«прочие собственные средства» - 2 502,45 млн. руб.

* 2021 год – 1 857,23 млн. руб.;

«амортизация, учтенная в тарифе» - 19,26 млн. руб.;

«прибыль, учтенная в тарифе» - 7,53 млн. руб.;

«прочие собственные средства» - 1 830,45 млн. руб.

* 2022 год – 1 772,83 млн. руб.;

«амортизация, учтенная в тарифе» - 19,26 млн. руб.;

«прибыль, учтенная в тарифе» - 8,43 млн. руб.;

«прочие собственные средства» - 1 745,14 млн. руб.

* 2023 год – 1 500,75 млн. руб.;

«амортизация, учтенная в тарифе» - 19,26 млн. руб.;

«прибыль, учтенная в тарифе» - 9,44 млн. руб.;

«прочие собственные средства» - 1 472,05 млн. руб.

5. Количество инвестиционных проектов, направленных на создание условий для технологического присоединения земельных участков, выделенных многодетным семьям или проблемных объектов жилищного строительства «обманутых дольщиков» с указанием месторасположения присоединяемых объектов физических и стоимостных параметров реализации инвестиционных параметров (протяженность сетей, количество подстанций, присоединяемая мощность и сумма затрат на реализацию):

Отсутствуют.

6. Для корректировок перечень вносимых изменений в ИПР, с указанием разницы с утвержденными по ИПР плановыми значениями по реализации ИПР.

Отсутствует. Нет утвержденной программы на период с 2019 – 2023гг.