



Определение перечня контрольных пунктов по напряжению на основе данных текущего режима работы электроэнергетической системы

Выполнили:

Студент группы О-5КМ91 Грищенко Л.Д.;

Доцент ОЭЭ ИШЭ, к.т.н., Кац И.М.;

Начальник службы электрических режимов Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Лоцман Д.С.;

Заместитель главного диспетчера по режимам Филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, Останин А.Ю.

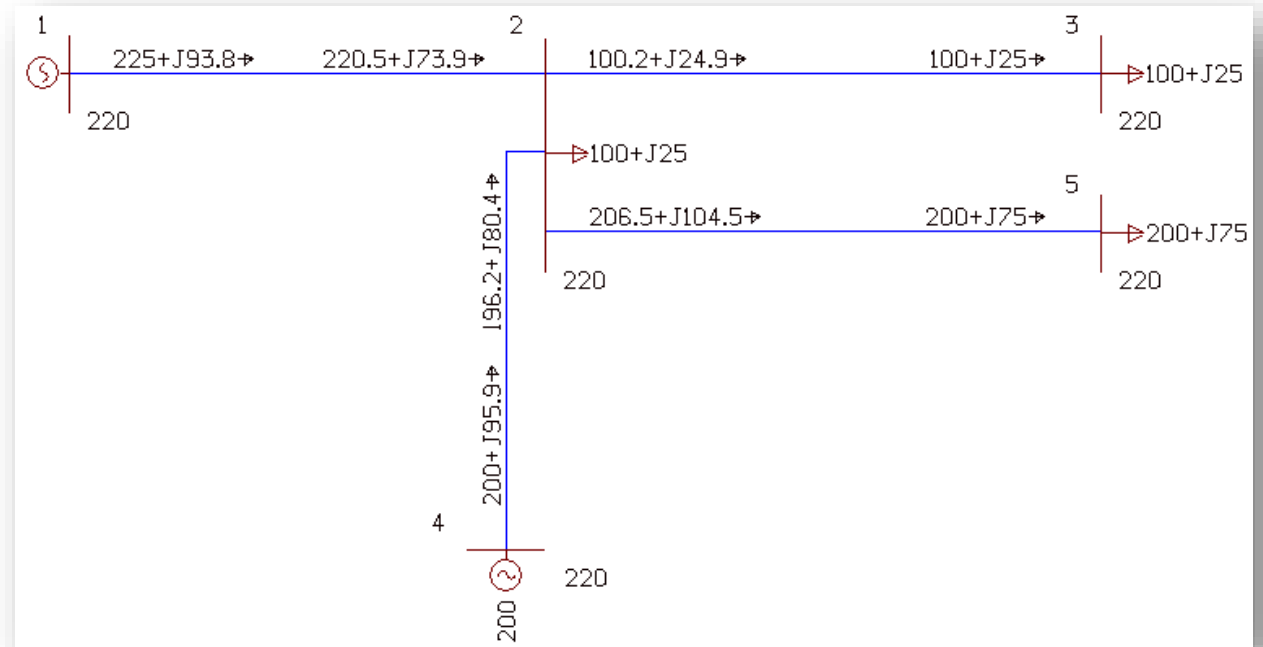
Цель: Разработка метода определения контрольных пунктов по напряжению по условию обеспечения статической апериодической устойчивости по данным текущего режима работы ЭЭС

Задачи:

- Проанализировать существующие методы определения контрольных пунктов по напряжению
- Разработать алгоритм определения контрольных пунктов по напряжению на основе данных текущего режима работы электроэнергетической системы
- Оценить корректность работы разработанного алгоритма

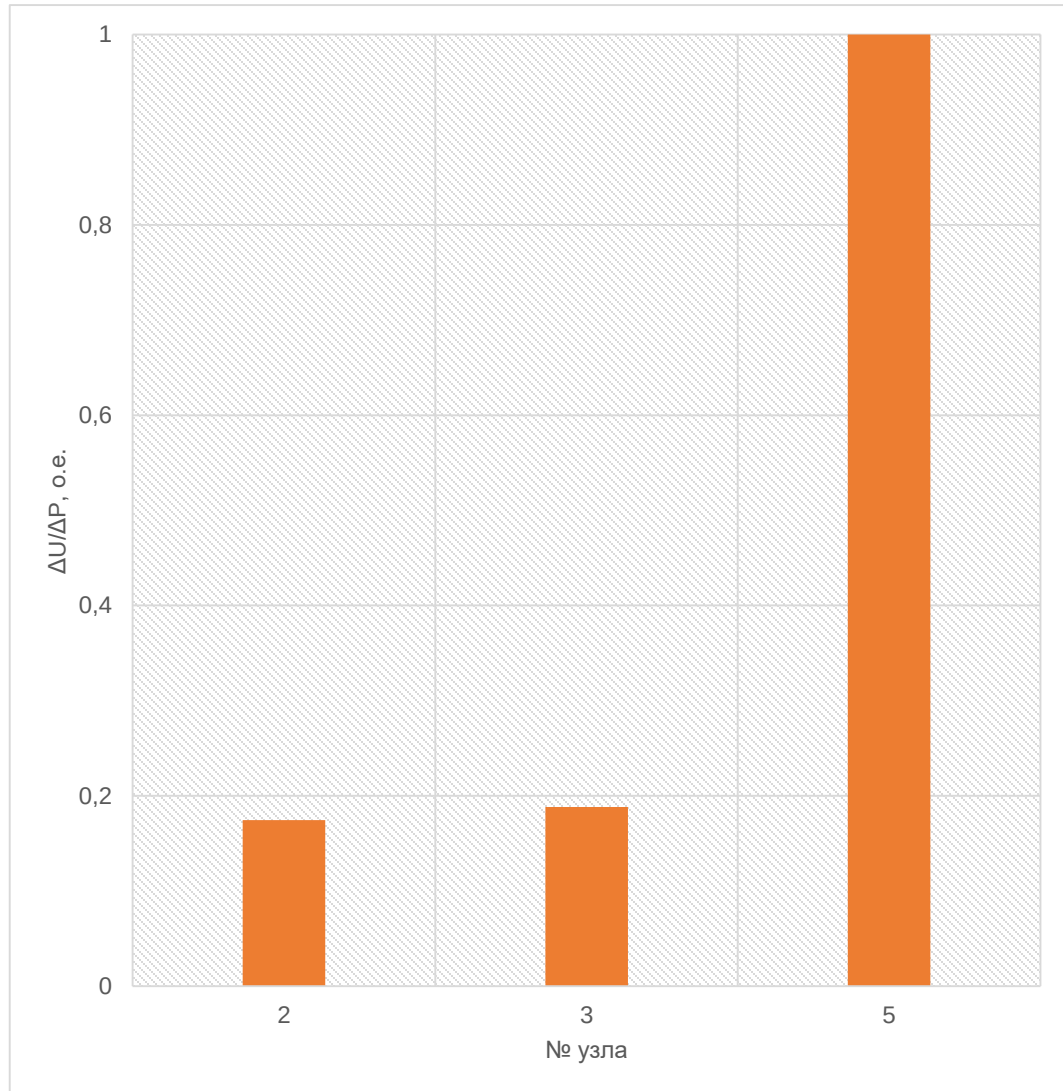
Рассмотренные методы:

- Метод приращений (далее – метод 1)
- Методика назначения КП по напряжению, используемая в АО «СО ЕЭС» (далее – метод 2)
- Метод определения КП с использованием обратной матрицы Якоби (далее – метод 3)



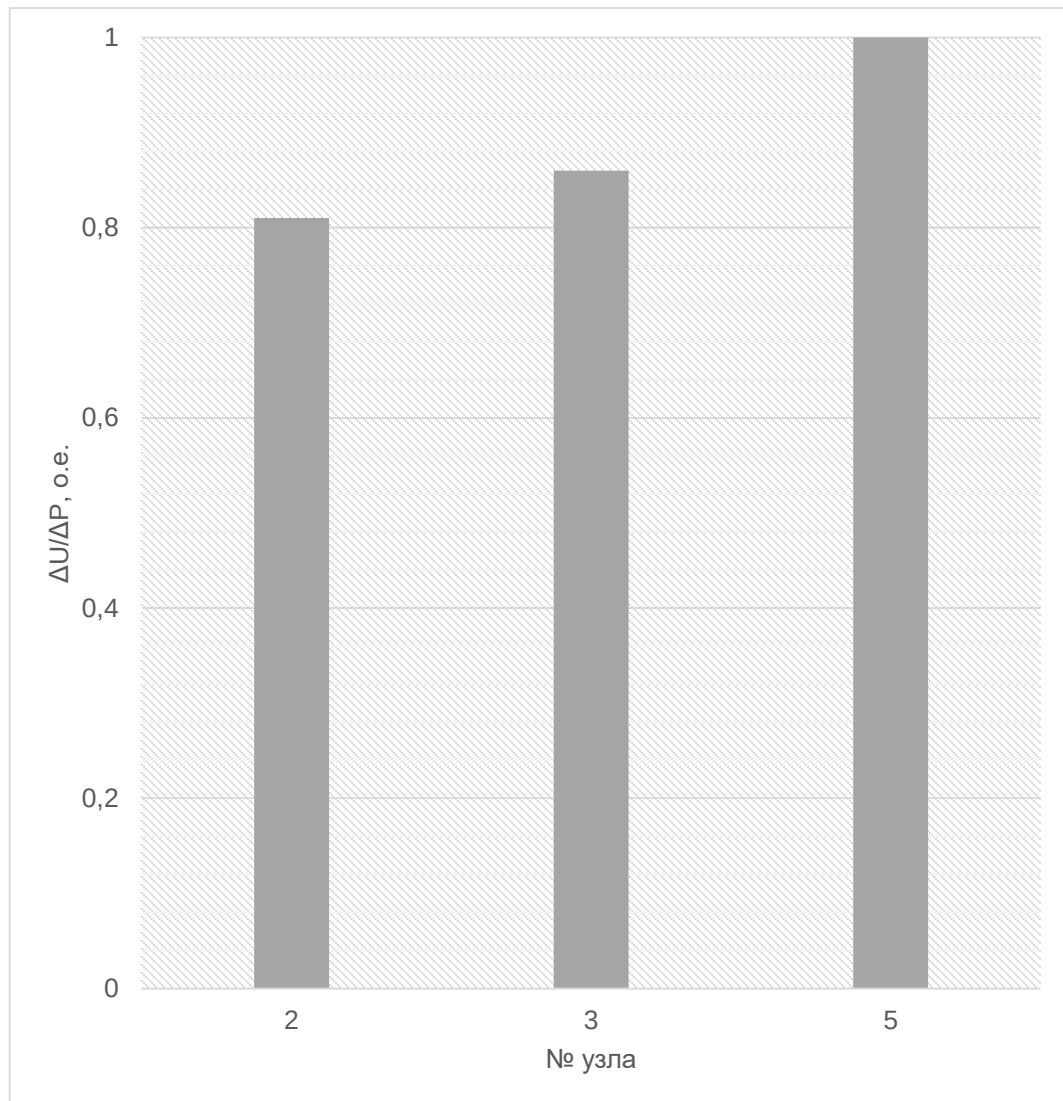
Тестовая схема №1

Метод приращений (Метод 1)



$\frac{\Delta U}{\Delta P}$ для узла	Узел, в котором происходит увеличение мощности				
	1	2	3	4	5
1	0	0	0	0	0
2	0	-0,00071	-0,00077	-0,00003	-0,00172
3	0	-0,00072	-0,00096	-0,00003	-0,00173
4	0	0	0	0	0
5	0	-0,00089	-0,00097	-0,00004	-0,00512

1. Увеличение активной мощности на 1 МВт в узле
2. Определение $\Delta U/\Delta P$ для каждого узла
3. Уменьшение активной мощности на 1 МВт в узле
4. 1-3 шаг повторить для каждого узла



Траектория утяжеления:

Увеличение активной мощности в узлах 3 и 5

$$\frac{\Delta U}{\Delta P} = \frac{U(P_{исх}) - U(P_{пред})}{P_{пред} - P_{исх}} \text{ – скорость снижения напряжения}$$

$P_{исх}$ – исходный переток в сечении

$P_{пред}$ – предельный переток в сечении

$U(P_{исх})$ – напряжение при исходном перетоке в сечении

$U(P_{пред})$ – напряжение при предельном перетоке в сечении

Номер узла	$U(P_{исх}), \text{кВ}$	$U(P_{пред}), \text{кВ}$	$\frac{\Delta U}{\Delta P}$
1	220	220	0
2	208,1	161,27	0,1
3	207,25	157,51	0,11
4	220	220	0
5	189,56	131,65	0,13

Метод определения КП с использованием обратной матрицы Якоби (Метод 3)

Узел_I	Узел_J	Тип_I	Тип_J	dP/dD	DP/dU	dQ/dD	dQ/dU
3	2	1	1	-11185,9	-1944,21	1944,214	-11185,9
3	3	1	1	11185,89	1944,223	-1944,21	11184,58
4	2	2	1	-2237,18	-388,843	0	0
4	4	2	2	2237,177	0	0	0
2	3	1	1	-11185,9	-1944,21	1944,214	-11185,9
2	4	1	2	-2237,18	0	388,8427	0
2	5	1	1	-1597,98	-277,745	277,7448	-1597,98
2	1	1	0	0	0	0	0
2	2	1	1	17258,23	2999,815	-2999,64	17234,69
5	2	1	1	-1597,98	-277,745	277,7448	-1597,98
5	5	1	1	1597,984	277,8113	-277,745	1588,833
1	2	0	1	0	0	0	0
1	1	0	0	0	0	0	0

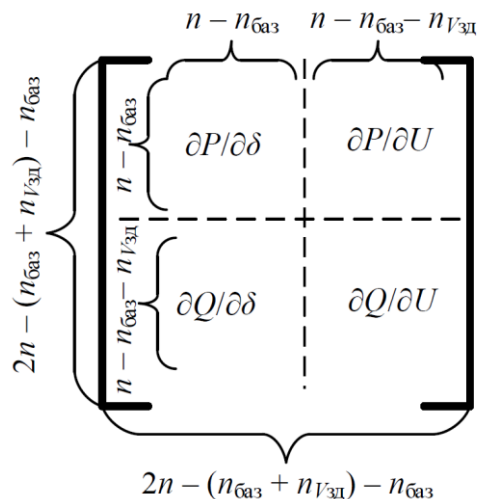
$$J = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{pmatrix}$$



$n - n_{\delta a3}$					$n - n_{\delta a3} - n_{V3\partial}$		
J	2	3	4	5	2	3	5
2	17258,2	-11185,9	-2237,18	-1597,98	2999,81	-1944,21	-277,745
3	-11185,9	11185,9	0	0	-1944,21	1944,22	0
4	-2237,18	0	2237,18	0	-388,843	0	0
5	-1597,98	0	0	1597,98	-277,745	0	277,811
2	-2999,64	1944,21	388,843	277,745	17234,7	-11185,9	-1597,98
3	1944,21	-1944,21	0	0	-11185,9	11184,6	0
5	277,745	0	0	-277,745	-1597,98	0	1588,83



J ⁻¹	2	3	4	5	2	3	5
2	0,00044	0,00044	0,00045	0,00044	-3,8E-05	-3,8E-05	-3,8E-05
3	0,00044	0,00053	0,00045	0,00044	-3,8E-05	-5,3E-05	-3,8E-05
4	0,00045	0,00045	0,00089	0,00045	-2,4E-08	-2,5E-08	-4,2E-08
5	0,00044	0,00044	0,00045	0,00105	-3,8E-05	-3,8E-05	-0,00014
2	3,8E-05	3,8E-05	-2E-20	3,8E-05	0,00022	0,00022	0,00022
3	3,8E-05	5,3E-05	-2,9E-20	3,8E-05	0,00022	0,00031	0,00022
5	3,8E-05	3,8E-05	-2,8E-20	0,00014	0,00022	0,00022	0,00083



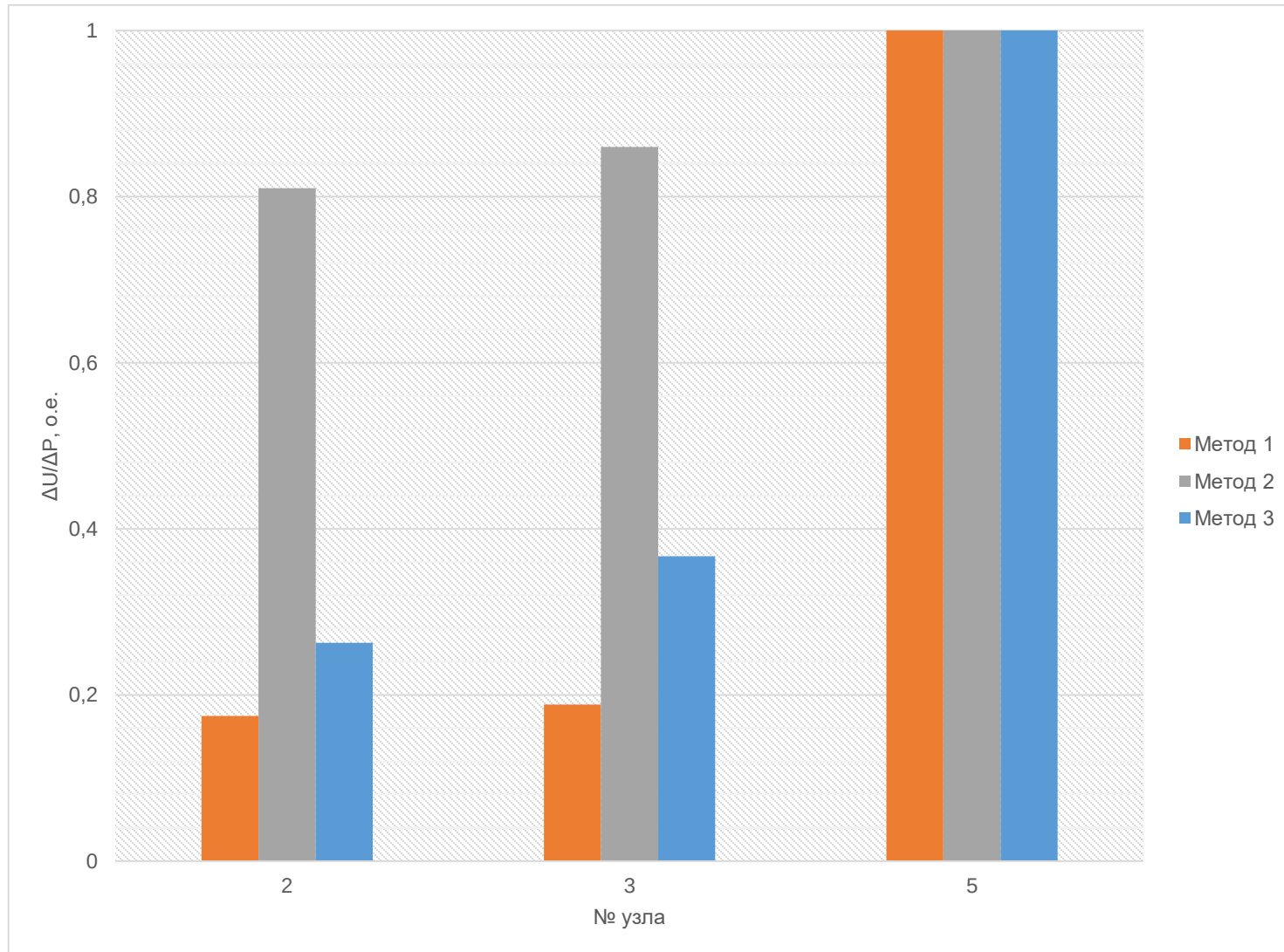
$$n = 5 \quad n_{\delta a3} = 1 \quad n_{V3\partial} = 1$$

$$2n - (n_{\delta a3} - n_{V3\partial}) - n_{\delta a3} = 2 \cdot 4 - (1 - 1) - 1 = 7$$

$$n - n_{\delta a3} = 5 - 1 = 4$$

$$n - n_{\delta a3} - n_{V3\partial} = 5 - 1 - 1 = 3$$

Сравнение результатов

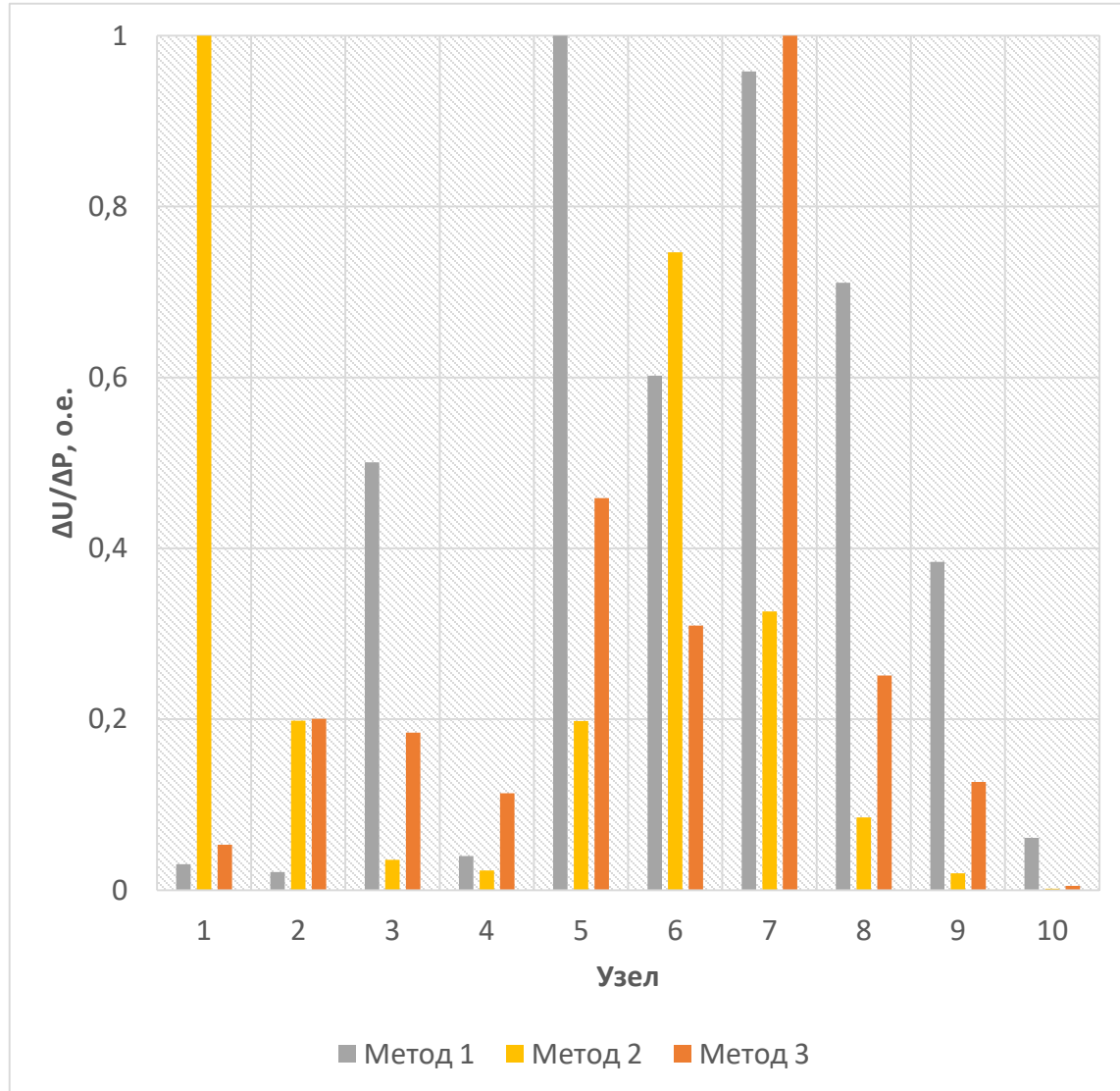


- ✓ Все методы указывают на то, что самый чувствительный узел к изменению напряжения - узел №5
- ✓ Метод 1 и метод 3 выделяют сенсорные узлы только для полной схемы
- ✓ Для метода 2 наблюдается зависимость результатов расчетов от числа шагов утяжеления режима



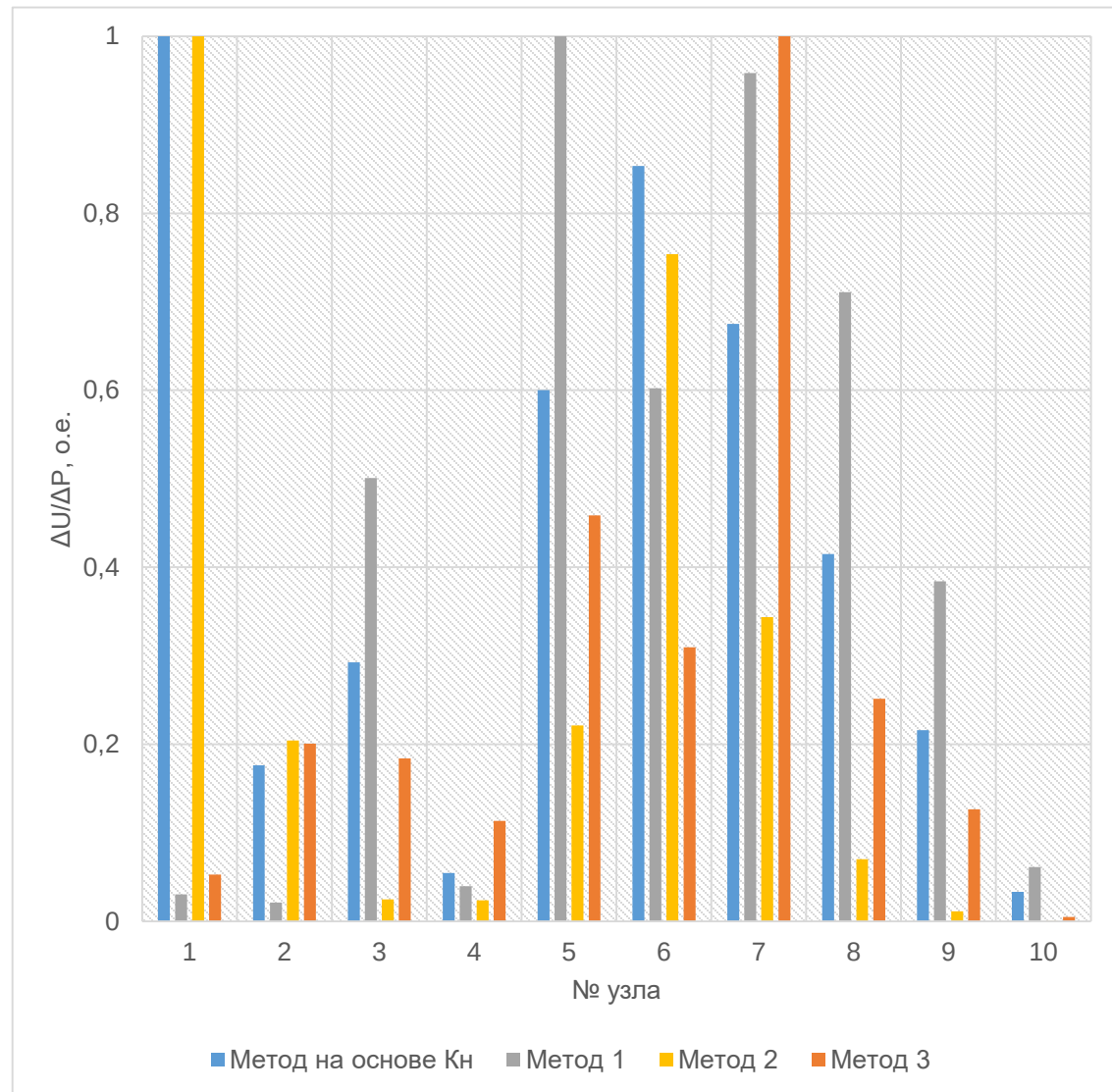
- Метод приращений (далее – метод 1)
- Методика назначения КП по напряжению, используемая в АО «СО ЕЭС» (далее – метод 2)
- Метод определения КП с использованием обратной матрицы Якоби (далее – метод 3)
- Определение контрольных пунктов при помощи метода основанного на использовании коэффициента напряженности

Сравнение результатов определения КП по напряжению для тестовой схемы №2

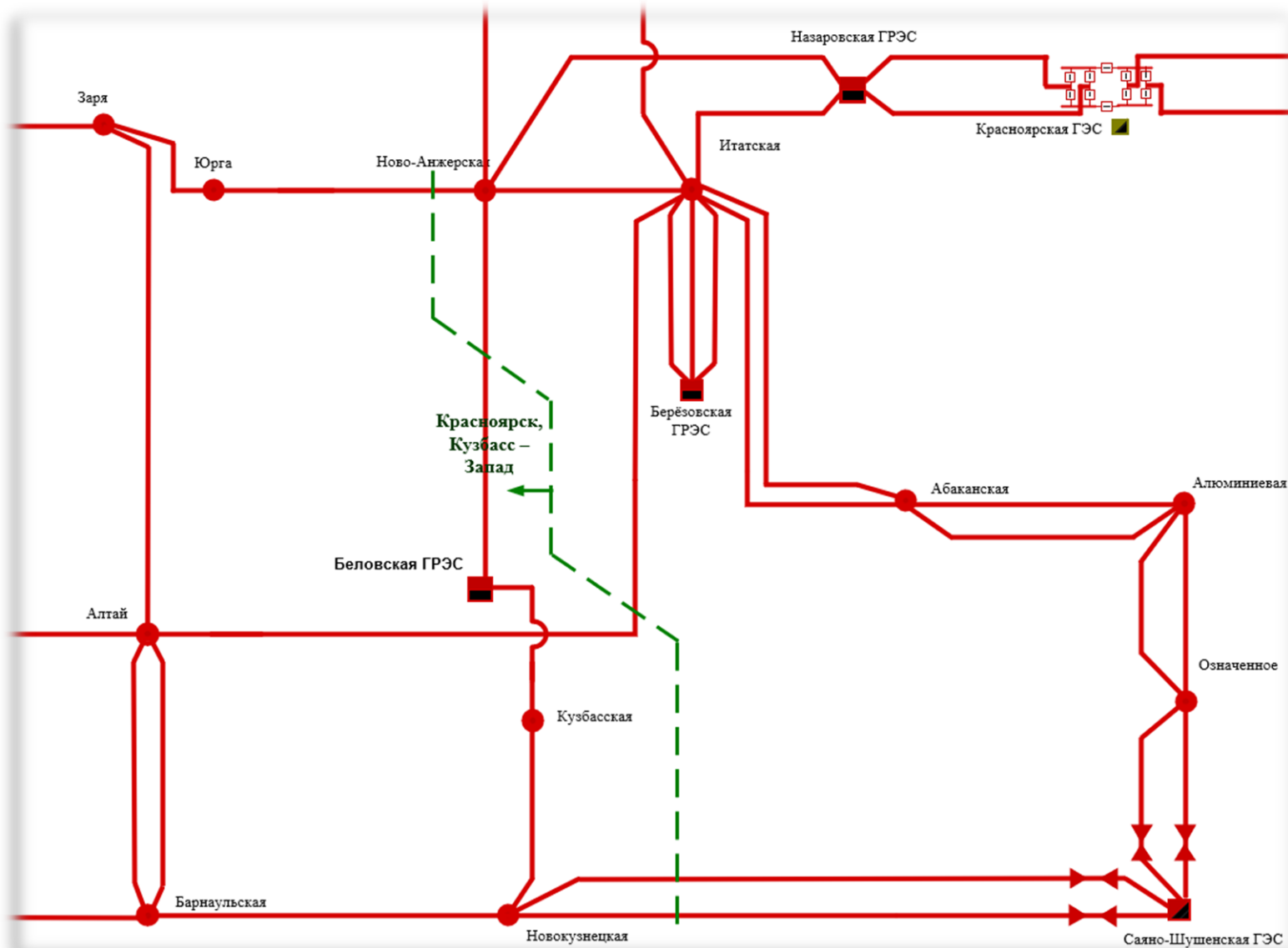


- Каждый из рассмотренных методов указывает на разные узлы на роль КП по напряжению
- Метод 1 и метод 3 не учитывают в явном виде величину нагрузки в узле
- Для метода 2, использование различных траекторий утяжеления приводит к различным результатам расчетов

Определение КП по напряжению с помощью метода, основанного на использовании коэффициента напряженности



№ узла	U, кВ		Относительное изменение, %
	В исходном режиме	После определения Кн	
1	326,93	270,27	17,33
2	762,49	739,22	3,05
3	339,80	322,58	5,07
4	335,93	332,76	0,94
5	734,63	658,21	10,40
6	321,51	273,96	14,79
7	315,52	278,61	11,70
8	328,98	305,32	7,19
9	338,33	325,66	3,74
10	797,82	793,22	0,58



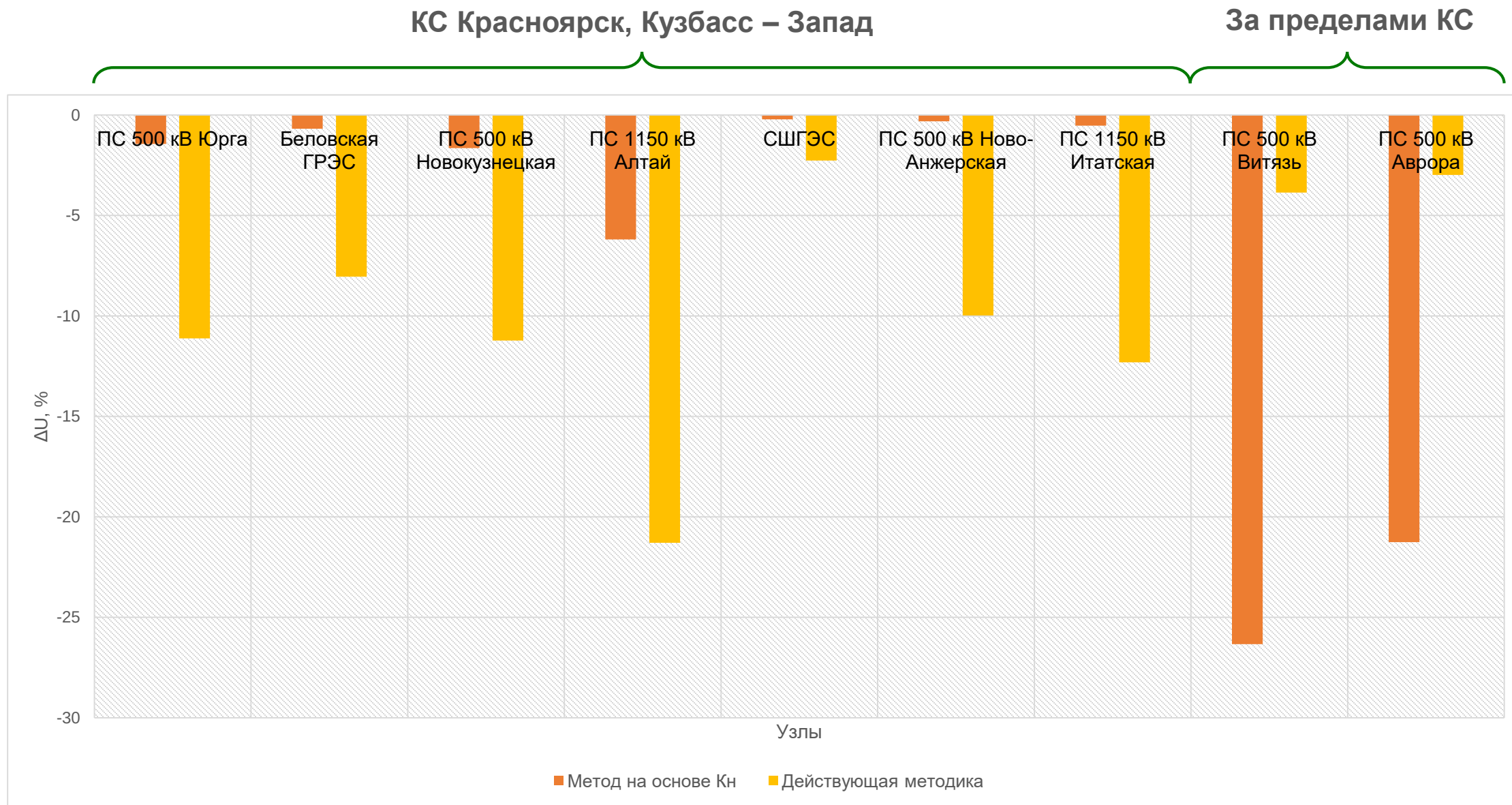
Рассматриваемый режим:

данные среза телеизмерений 18.12.2019 в 1:00

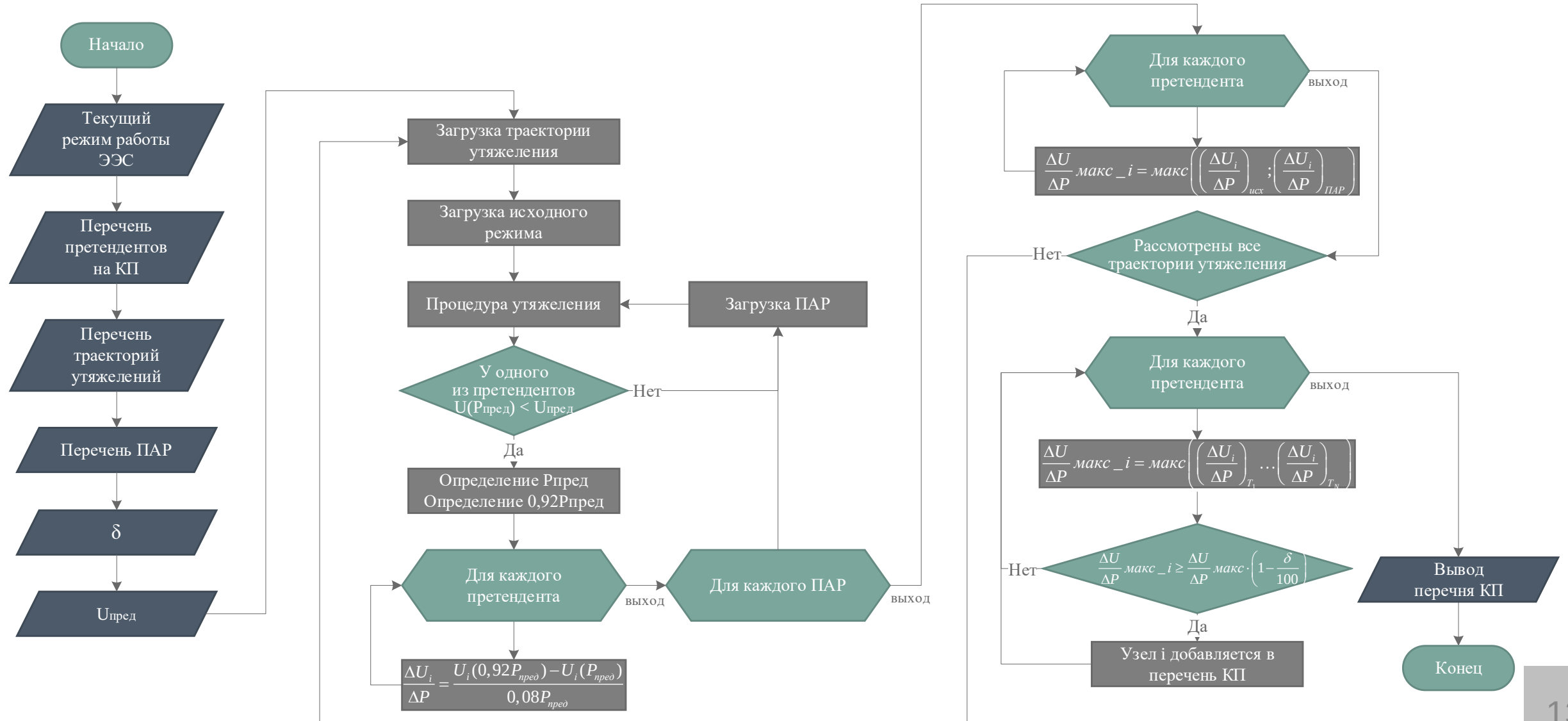
Траектория утяжеления:

- увеличение генерации Саяно-Шушенской ГЭС, Красноярской ГЭС и Братской ГЭС;
- уменьшение генерации Экибастузской ГРЭС;

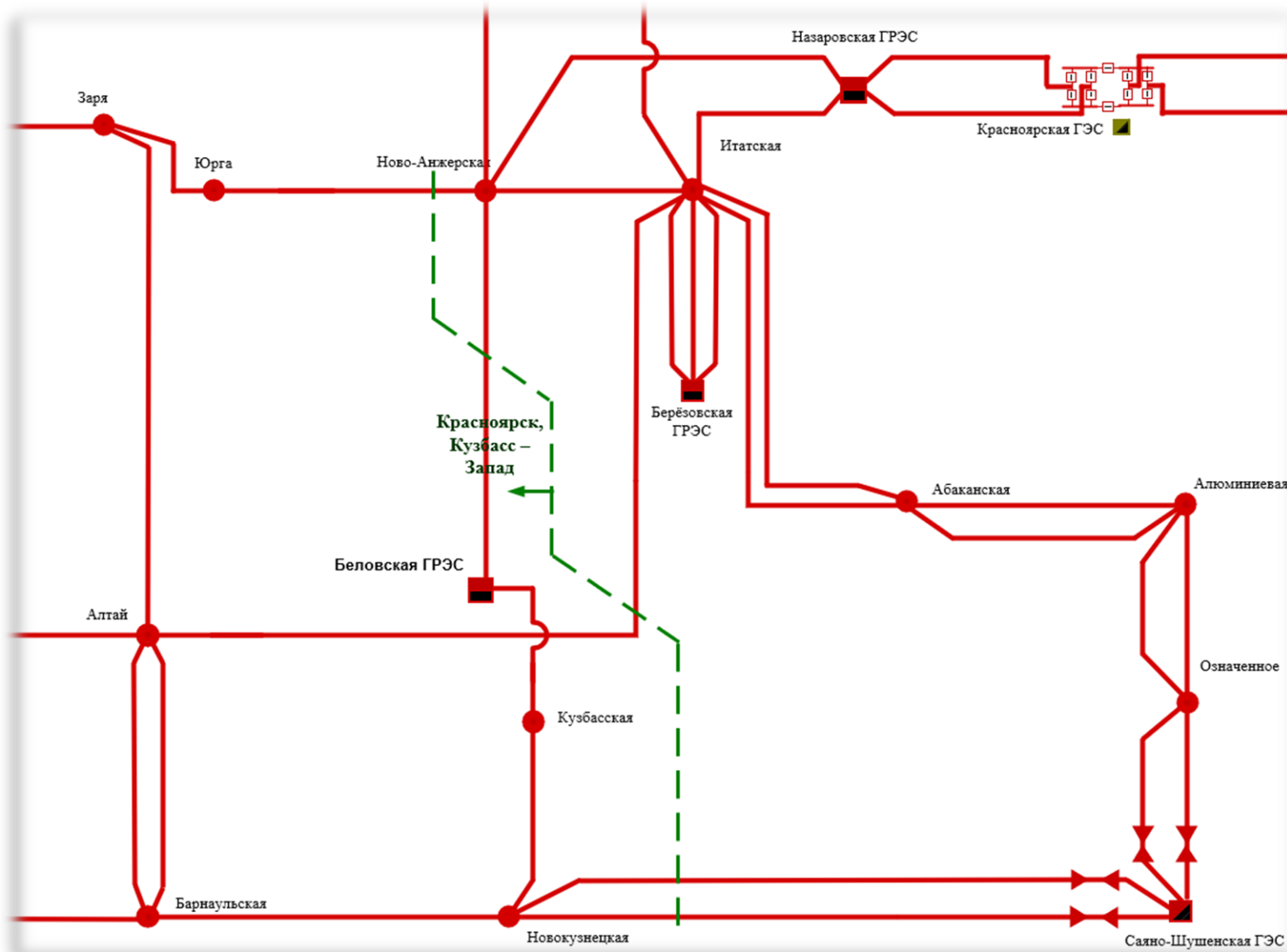
Сравнение двух методов на примере сечения Красноярск, Кузбасс – Запад



Алгоритм определения перечня контрольных пунктов на основе данных текущего режима



Описание расчетной модели. Сечение: Красноярск, Кузбасс – Запад



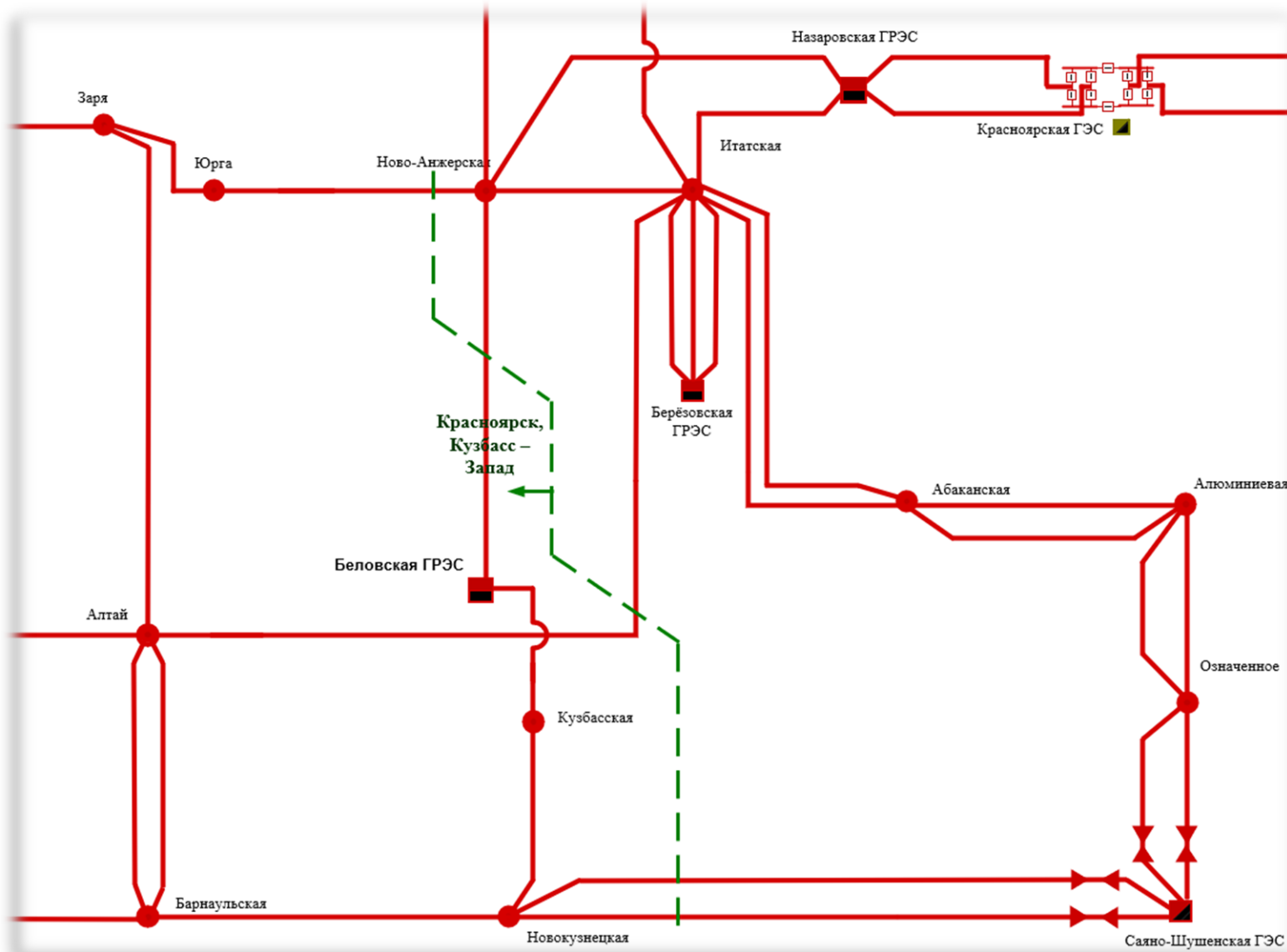
Рассмотренные режимы:

- Режим 1 – данные среза телеизмерений 18.12.2019 в 1:00
- Режим 2 – данные среза телеизмерений 16.12.2020 в 1:00
- Режим 3 – данные среза телеизмерений 16.12.2020 в 18:00
- Режим 4 – ремонтная схема (ВЛ 500 кВ Алтай – Итатская отключена)

Перечень послеаварийных режимов:

- ПАР 1 – Отключение ВЛ 500 кВ Алтай – Итатская;
- ПАР 2 – Отключение ВЛ 500 кВ Юрга – Ново-Анжерская;
- ПАР 3 – Отключение ВЛ 500 кВ Беловская ГРЭС – Ново-Анжерская;
- ПАР 4 – Отключение КВЛ 500 кВ Саяно-Шушенская ГЭС – Новокузнецкая №1.

Описание расчетной модели. Рассмотренные траектории утяжеления



• Траектория 1

- увеличение генерации Саяно-Шушенской ГЭС, Красноярской ГЭС и Братской ГЭС;
- уменьшение генерации Экибастузской ГРЭС;

• Траектория 2

- увеличение генерации Саяно-Шушенской ГЭС;
- уменьшение генерации Экибастузской ГРЭС;
- увеличение нагрузки на ПС 500 кВ Барнаул;

• Траектория 3

- увеличение генерации Саяно-Шушенской ГЭС;
- уменьшение генерации Экибастузской ГРЭС;
- увеличение нагрузки на ПС 500 кВ Новокузнецкая;

• Траектория 4

- увеличение генерации Красноярской ГЭС;
- уменьшение генерации Экибастузской ГРЭС;
- увеличение нагрузки на ПС 1150 кВ Алтай;

Пример расчета для нормального режима при траектории 1

Предельный переток в КС: $P_{пред_исх} = 3454,5 \text{ MBt}$

Сниженный переток в КС: $0,92P_{пред_исх} = 3178,14 \text{ MBt}$

Скорость снижения напряжения: $\frac{\Delta U_i}{\Delta P} \text{ исх} = \frac{U_i(0,92P_{пред_исх}) - U_i(P_{пред_исх})}{0,08P_{пред_исх}}$

Название узла	Номер узла	U(P _{пред_исх})	U(0,92P _{пред_исх})	$\frac{\Delta U}{\Delta P} \text{ исх}$
ПС 500 кВ Юрга	238	457,62	487,53	0,1082
Беловская ГРЭС	294	468,65	490,44	0,0789
ПС 500 кВ Новокузнецкая	381	454,27	480,38	0,0945
ПС 1150 кВ Алтай	555	403,17	454,66	0,1863
СШГЭС	1068	509,58	514,36	0,0173
ПС 500 кВ Ново-Анжерская	2202	461,41	485,94	0,0887
ПС 1150 кВ Итатская	6125	453,56	478,82	0,0914

В расчетах принимаем $\delta = 10\%$

Режим 1

Название узла	Номер узла	Траектория	Режим	$\frac{\Delta U}{\Delta P}^{max}$	Перечень КП
ПС 500 кВ Юрга	238	Траектория 4	ПАР 1	0,1541	
Беловская ГРЭС	294	Траектория 2	ПАР 1	0,1232	
ПС 500 кВ Новокузнецкая	381	Траектория 2	ПАР 1	0,1734	
ПС 1150 кВ Алтай	555	Траектория 1	ПАР 2	0,2268	✓
СШГЭС	1068	Траектория 2	ПАР 2	0,0372	
ПС 500 кВ Ново-Анжерская	2202	Траектория 4	ПАР 3	0,1894	
ПС 1150 кВ Итатская	6125	Траектория 4	ПАР 3	0,1914	
Критерий назначения КП (90% от максимальной скорости)				0,2041	

Режим 2

Название узла	Номер узла	Траектория	Режим	$\frac{\Delta U}{\Delta P}^{max}$	Перечень КП
ПС 500 кВ Юрга	238	Траектория 1	ПАР 2	0,0997	
Беловская ГРЭС	294	Траектория 2	ПАР 2	0,0802	
ПС 500 кВ Новокузнецкая	381	Траектория 2	ПАР 2	0,1037	
ПС 1150 кВ Алтай	555	Траектория 1	ПАР 2	0,1433	✓
СШГЭС	1068	Траектория 3	ПАР 3	0,0625	
ПС 500 кВ Ново-Анжерская	2202	Траектория 4	ПАР 4	0,1046	
ПС 1150 кВ Итатская	6125	Траектория 4	ПАР 4	0,1261	
Критерий назначения КП (90% от максимальной скорости)				0,1290	

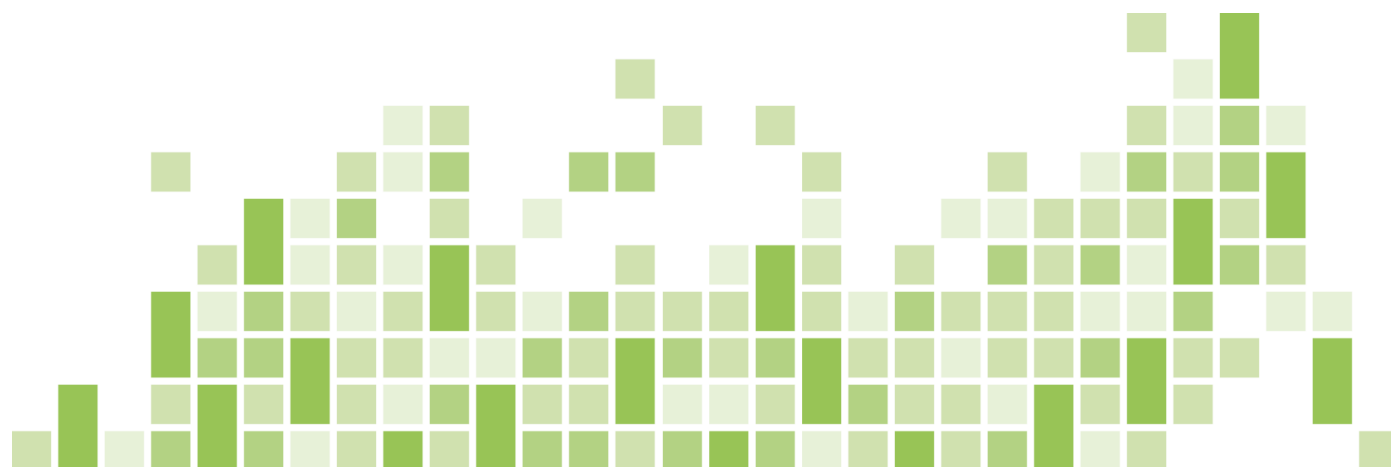
Режим 3

Название узла	Номер узла	Траектория	Режим	$\frac{\Delta U}{\Delta P}^{max}$	Перечень КП
ПС 500 кВ Юрга	238	Траектория 2	ПАР 2	0,0900	
Беловская ГРЭС	294	Траектория 2	ПАР 2	0,1168	
ПС 500 кВ Новокузнецкая	381	Траектория 2	ПАР 2	0,1363	
ПС 1150 кВ Алтай	555	Траектория 2	ПАР 2	0,1541	✓
СШГЭС	1068	Траектория 2	ПАР 2	0,0447	
ПС 500 кВ Ново-Анжерская	2202	Траектория 4	ПАР 2	0,0968	
ПС 1150 кВ Итатская	6125	Траектория 4	ПАР 2	0,1128	
Критерий назначения КП (90% от максимальной скорости)				0,1387	

Режим 4

Название узла	Номер узла	Траектория	Режим	$\frac{\Delta U}{\Delta P}^{max}$	Перечень КП
ПС 500 кВ Юрга	238	Траектория 1	ПАР 2	0,1635	
Беловская ГРЭС	294	Траектория 1	ПАР 2	0,1874	✓
ПС 500 кВ Новокузнецкая	381	Траектория 2	ПАР 2	0,1933	✓
ПС 1150 кВ Алтай	555	Траектория 1	ПАР 2	0,1856	✓
СШГЭС	1068	Траектория 3	ПАР 3	0,0839	
ПС 500 кВ Ново-Анжерская	2202	Траектория 1	ПАР 2	0,1760	✓
ПС 1150 кВ Итатская	6125	Траектория 1	ПАР 2	0,1202	
Критерий назначения КП (90% от максимальной скорости)				0,1740	

- ✓ Проанализированы существующие методы определения контрольных пунктов по напряжению
- ✓ Разработан алгоритм определения контрольных пунктов по напряжению на основе данных текущего режима работы электроэнергетической системы
- ✓ Выполнена оценка корректности работы разработанного алгоритма



Спасибо за внимание!